ARERA
Autorità di Regolazione
per Energia Reti e Ambiente

Relazione Annuale

ATTIVITÀ SVOLTA

2025

VOL. 2

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente

Nicola **Dell'Acqua** · *Presidente*

Alessandro **Bratti** · *Componente*

Lorena **De Marco** · *Componente*

Francesca **Salvemini** · *Componente*

Livio **de Santoli** · *Componente*

CAPITOLO 1 | Intersettoriale

Quadro normativo

Evoluzione della legislazione europea 16
- Normativa eurounitaria nei settori dell'energia 16
- Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente 19

Evoluzione della legislazione italiana 21

CAPITOLO 2 | Intersettoriale

Rapporti istituzionali e *accountability*

Coordinamento internazionale 32
- Attività europee nei settori dell'energia 32
- Attività europee nei settori dell'ambiente 37
- Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea 41

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali 46
- Audizioni presso il Parlamento 46
- Pareri e proposte al Governo 53
- Rapporti con altre istituzioni ed enti 58

***Accountability*, trasparenza e anticorruzione** 63

Quadro strategico 2022-2025 68

CAPITOLO 3 | Settoriale

Regolazione nel settore dell'energia elettrica

Regolazione delle reti e del sistema elettrico 72
- Servizio di dispacciamento 72
- Servizio di trasporto e distribuzione 88
- Piani di sviluppo della rete di trasmissione 89
- Piani di investimento per distribuzione e misura 91
- Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema 92
- Monitoraggio dei mercati all'ingrosso 106
- Regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica 107
- Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti 113
- Oneri generali di sistema per il settore elettrico 120

Regolamenti europei 133

Tutela dell'ambiente e innovazione 142
- Iniziative a sostegno della transizione energetica 142

- Iniziative a sostegno della mobilità elettrica e della progressiva decarbonizzazione dei consumi 154
- Progetti pilota e sperimentazioni 155

CAPITOLO 4 | Settoriale

Regolazione nel settore del gas naturale

Regolazione delle reti e del sistema gas 160
- Servizi di bilanciamento 160
- Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione 164
- Piani decennali di sviluppo delle reti 168
- Monitoraggio dei mercati all'ingrosso 169
- Misure per la sicurezza del sistema 170
- Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio e distribuzione 170
- Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti 173
- Oneri generali di sistema 178

Progetti pilota per l'ottimizzazione della gestione e l'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas 180

Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione 181

CAPITOLO 5 | Settoriale

Aspetti comuni della regolazione infrastrutturale nell'energia elettrica e nel gas

Revisione delle modalità di rivalutazione del capitale investito 188

Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (2PWACC) 189

Regolazione dell'*unbundling* 190

CAPITOLO 6 | Settoriale

Regolazione nel servizio idrico

Assetti locali e rapporti istituzionali 194
- Monitoraggio e governance degli assetti locali 194
- Collaborazione con altre istituzioni 196
- Redazione di memorie al Parlamento 200
- Verificazione sull'applicazione di taluni parametri ai fini della quantificazione di partite pregresse per gli anni 2010-2011 203

Regole e controlli per le predisposizioni tariffarie del quarto periodo regolatorio 204
- Verifica degli specifici schemi regolatori 204
- Regole per il primo aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie a partire dal 2026 208

Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche 212
- Stato di attuazione del PNRR 212
- Primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti" 213

4

- Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico 215

Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti 216
- Qualità tecnica 216
- Qualità contrattuale 220

Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori 225
- Schema tipo di bando di gara 225

CAPITOLO **7** | Settoriale

Regolazione nel settore del telecalore

Metodo tariffario 230
Revisione dei testi integrati vigenti 232
Valutazione delle istanze di esclusione 233
Monitoraggio del settore 234

CAPITOLO **8** | Settoriale

Regolazione nel ciclo dei rifiuti urbani

Assetti locali e rapporti istituzionali 238
- Monitoraggio e *governance* degli assetti locali 238
- Collaborazione con altre istituzioni 240
- Redazione di memorie al Parlamento 241

Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti 243
- Metodo tariffario rifiuti per il terzo periodo regolatorio 2026-2029 (MTR-3) 243
- Aspetti applicativi 249
- Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2 e aggiornamento biennale 2024-2025) 249
- Sistemi di perequazione 252

Qualità del servizio 253
- Completamento della regolazione della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani (RQTR) e aggiornamento della delibera dell'Autorità 15/2022/R/rif 253

Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori 255
- Schema tipo di bando di gara 255

Ricognizione delle articolazioni dei corrispettivi 256
- Intervento di riordino dei corrispettivi del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani 258

Definizione di direttive per la separazione contabile e amministrativa 263

CAPITOLO **9** | Settoriale

Mercati *retail*

Servizi di tutela e di ultima istanza 268

- Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza 268
- Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e *default* 281

Strumenti a disposizione dei clienti finali 288
- Portale Offerte luce e gas 288
- Offerte PLACET 292
- Portale Consumi 293
- Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo 294
- Misure di trasparenza e di confrontabilità e adeguamento del Codice di condotta commerciale 295
- La bolletta dei clienti finali di energia 299
- L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas 301
- L'elenco dei venditori di energia elettrica 302
- L'elenco dei venditori di gas naturale 303

Regolazione del mercato elettrico e del gas 305
- Morosità e disciplina del sistema indennitario 305
- Riforma *switching* in 24h nel settore elettrico 308
- Voltura con *switching* nel settore gas 308
- Disciplina del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale in tema di garanzie e pagamenti 309
- Rateizzazione degli importi fatturati nel mercato libero 310
- Aggiornamento del valore dell'*unpaid ratio* 311
- Avvio di procedimento per la restituzione dei bonus sociali "non erogabili" 312
- Modalità per il recupero degli importi della componente A_{SOS} 313
- Regolazione della qualità dei servizi di vendita 314

Sistema informativo integrato (SII) 316

Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE) 316
- Determinazione del contributo tariffario 317
- Ripartizione degli obiettivi di risparmio energetico 318

Monitoraggio *retail* 318

CAPITOLO **10** | Intersettoriale

Tutela dei consumatori dei settori regolati

Richieste di informazioni, reclami e controversie dei clienti e utenti finali 326
- Sportello per il consumatore: l'informazione ai clienti e utenti finali 329
- Sportello per il consumatore: ulteriori attività di tutela dei consumatori 336
- Il Servizio Conciliazione dell'Autorità 338
- Elenco degli Organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità 347
- *Procedure speciali risolutive* nei settori energetici 352
- Reclami, istanze e segnalazioni nei settori idrico, rifiuti e telecalore 354

Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas, idrico e rifiuti 362

Contributo straordinario di cui al decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19 383

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici 384

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni 385

Indagini sul livello di soddisfazione dei clienti finali 386

CAPITOLO **11** | Intersettoriale

Vigilanza, sanzioni e contenzioso

Indagini, vigilanza e controllo 396
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi 417
Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati 426
- Settore elettrico 428
- Settore del gas 439

Contenzioso 440

CAPITOLO **12** | Intersettoriale

Attuazione della regolazione, comunicazione, organizzazione e risorse

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2025 450
Comunicazione 456
Risorse umane 463
Gestione economico-finanziaria 465
Raccolte dati e strumenti informatici 466

Indice delle tavole

TAV. 3.1	Primi tre ambiti, per grado di concentrazione, con la migliore continuità del servizio per l'indicatore durata senza preavviso	110
TAV. 3.2	Primi tre ambiti, per grado di concentrazione, con la migliore continuità del servizio per l'indicatore numero senza preavviso	110
TAV. 3.3	Allocazione dei gettiti dei corrispettivi di rete in vigore nell'anno 2025	114
TAV. 3.4	Oneri generali	121
TAV. 3.5	Effetto energivori: agevolazioni energivori ed elemento A_{ESOS} delle medesime agevolazioni (della componente A_{SOS}) a copertura	122
TAV. 3.6	Distribuzione fissa/variabile (comprensivo A_{ESOS} e agevolazioni energivori)	123
TAV. 3.7	Valore unitario medio delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} pagato da ciascuna tipologia di utenza	124
TAV. 3.8	Gettiti oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2025 (componenti A_{SOS} e A_{RIM} e relativi elementi) in milioni di euro – (comprese le disposizioni del decreto legge 19/25)	125
TAV. 3.9	Dettaglio degli oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto A_{SOS}, in milioni di euro	128
TAV. 3.10	Energia agevolata e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2025	132
TAV. 3.11	Ammontare annuo di mancata contribuzione alla A_{SOS} nel 2025	132
TAV. 3.12	Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (UE) 714/2019	133
TAV. 3.13	Statistiche relative a composizione e utilizzo dei POD BTVE installati in Italia nel triennio 2023-2025	156
TAV. 5.1	Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas	189
TAV. 8.1	Stato di adozione dei provvedimenti di competenza con riferimento alle predisposizioni tariffarie 2020, 2021, 2022-2025 e aggiornamento biennale 2024-2025	251
TAV. 8.2	Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di provvedimento	252
TAV. 9.1	Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω	274
TAV. 9.2	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le piccole imprese e valore del parametro β	276
TAV. 9.3	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese e valore del prezzo di aggiudicazione	277
TAV. 9.4	Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese e valore del prezzo di aggiudicazione	279
TAV. 9.5	Esiti procedure FUI 2025-2027 – Assegnatari e valori del parametro β	286
TAV. 9.6	Esiti SdD distribuzione 2025-2027 – Assegnatari e valori del parametro γ c€/S(m^3)	286
TAV. 9.7	Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2025, distinte per tipologia di cliente finale e per commodity	293
TAV. 9.8	Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti switching hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo	306
TAV. 10.1	Volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio Conciliazione – 2025, settori energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti	327
TAV. 10.2	Chiamate pervenute al call center dello Sportello – 2025	329
TAV. 10.3	Distribuzione chiamate pervenute al call center dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (*) – 2025	330

TAV. 10.4	Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello (quesiti posti dal chiamante) – 2025	330
TAV. 10.5	Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello (contenuto effettivo della conversazione) – 2025	331
TAV. 10.6	Livelli di servizio per il call center dello Sportello – 2025	332
TAV. 10.7	Risultati della rilevazione di customer satisfaction per il call center dello Sportello – 2025	333
TAV. 10.8	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative – 2025	336
TAV. 10.9	Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2026	347
TAV. 10.10	Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive – 2025	354
TAV. 10.11	Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami gestiti dallo Sportello per il settore idrico – 2025	355
TAV. 10.12	Argomenti relativi alle istanze scritte gestite direttamente dagli uffici dell'Autorità per il settore idrico – 2025	359
TAV. 10.13	Argomenti relativi alle istanze scritte gestite direttamente dagli Uffici dell'Autorità per il settore rifiuti – 2025	360
TAV. 10.14	Configurazione delle soglie ISEE per accedere alle agevolazioni nel 2025	363
TAV. 10.15	Clienti titolari di bonus sociale elettrico e gas per disagio economico (2020 – 2025)	366
TAV. 10.16	Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica[(A)] – 2025	371
TAV. 10.17	Ammontare del bonus sociale elettrico e del contributo straordinario per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 euro – 2025	372
TAV. 10.18	Ammontare del contributo straordinario per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 euro e fino a 25.000 euro – 2025	372
TAV. 10.19	Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 euro (€/trimestre per punto di riconsegna) – 2025	373
TAV. 10.20	Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico, anni 2021-2025	374
TAV. 10.21	Ripartizione per fasce dei bonus per disagio fisico – 2024 e 2025 (%)	375
TAV. 10.22	Ammontare del bonus sociale elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, anno 2025	375
TAV. 10.23	Bonus sociali idrici attribuiti ai gestori e rendicontati, anni 2021-2025	378
TAV. 10.24	Bonus sociali rifiuti: DSU importate dal SII e assegnate ai GTRU – anno 2025	383
TAV. 10.25	Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza, soddisfazione e insoddisfazione 2025 (%)	389
TAV. 10.26	Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione 2025 (%)	391
TAV. 11.1	Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2021-2025	398
TAV. 11.2	Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2021-2025	398
TAV. 11.3	Verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita in materia di erogazione del bonus sociale elettrico e gas (maggio-novembre 2025)	400
TAV. 11.4	Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate, in materia di attuazione di impegni di cui all'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 (luglio-ottobre 2025)	400
TAV. 11.5	Verifiche ispettive nei confronti di imprese utenti del trasporto di energia elettrica, in materia di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici (febbraio-marzo 2025)	401
TAV. 11.6	Controlli telefonici con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti degli esercenti il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, in materia di informazioni fornite ai clienti domestici vulnerabili per l'attivazione del servizio, ai sensi della legge n. 193/24 (marzo-aprile 2025)	402
TAV. 11.7	Verifica ispettiva con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di un'impresa di distribuzione di gas in materia di dichiarazione e versamento alla	

	Cassa per i servizi energetici e ambientali degli oneri generali di sistema e delle ulteriori componenti, di perequazione generale e di riconoscimento del bonus sociale gas (dicembre 2025)	403
TAV. 11.8	Verifica ispettiva con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di un'impresa di distribuzione di gas in materia di separazione funzionale (ottobre 2025)	404
TAV. 11.9	Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (giugno-settembre 2025)	405
TAV. 11.10	Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (marzo-dicembre 2025)	406
TAV. 11.11	Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica e/o gas naturale in materia di switching, di utilizzo di processi e servizi del Sistema informativo integrato (aprile-maggio 2025)	407
TAV. 11.12	Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese di produzione di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale	408
TAV. 11.13	Sopralluoghi del Nucleo CC ARERA presso le sedi legali e/o operative dei soggetti inadempienti agli obblighi informativi stabiliti dal TIAO in materia di regolarizzazione delle posizioni anagrafiche (dicembre 2025)	409
TAV. 11.14	Esiti del contenzioso dal 1997 al 2025	440
TAV. 11.15	Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2025	440
TAV. 11.16	Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2025	442
TAV. 12.1	Documenti per la consultazione adottati nel 2025 (gennaio-dicembre)	451
TAV. 12.2	Andamento mensile della produzione provvedimentale per l'anno 2025	454
TAV. 12.3	Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2024 e 2025, suddivisi per macro-aree di intervento	455
TAV. 12.4	Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2025	463
TAV. 12.5	Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2025 per tipo di contratto e qualifica	464
TAV. 12.6	Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2024	464
TAV. 12.7	Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro	465

Indice delle figure

FIG. 3.1	Evoluzione nel triennio 2023-2025 della ripartizione dei POD BTVE tra classi di potenza disponibile alla connessione	157
FIG. 9.1	Numero di visitatori unici che hanno consultato il Portale Offerte per mese da gennaio 2021 a dicembre2025	289
FIG. 9.2	Numero di visite per dispositivo nel quarto trimestre del 2025	290
FIG. 9.3	Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2025, distinte per commodity.	291
FIG. 9.4	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico	307
FIG. 9.5	Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas	307
FIG. 10.1	Focus principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello in tema bonus – 2025	332
FIG. 10.2	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici – 2025	334
FIG. 10.3	Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settore idrico – 2025	334
FIG. 10.4	Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello – 2025	335
FIG. 10.5	Domande presentate al Servizio Conciliazione (2017 - 2025)	338
FIG. 10.6	Indice regionale domande ricevute dal Servizio Conciliazione – 2025	339
FIG. 10.7	Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per settore – 2025	340
FIG. 10.8	Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per attivante – 2025	341
FIG. 10.9	Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per tipologia di cliente o utente finale – 2025	341
FIG. 10.10	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio Conciliazione nei settori energetici – 2025	342
FIG. 10.11	Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio Conciliazione nel settore idrico – 2025	343
FIG. 10.12	Andamento delle domande presentate al Servizio Conciliazione – 2025	344
FIG. 10.13	Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore – 2025	344
FIG. 10.14	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio Conciliazione – 2025	345
FIG. 10.15	Esiti delle procedure concluse presso il Servizio Conciliazione per operatore, settori energetici – 2025	346
FIG. 10.16	Risultati della customer satisfaction per il Servizio Conciliazione – 2025	346
FIG. 10.17	Domande ricevute per settore – Organismi ADR (2025)	349
FIG. 10.18	Principali argomenti oggetto delle controversie, settori energetici – Organismi ADR (2025)	350
FIG. 10.19	Principali argomenti oggetto delle controversie, settore idrico – Organismi ADR (2025)	350
FIG. 10.20	Principali motivi di inammissibilità delle domande – Organismi ADR (2025)	351
FIG. 10.21	Esiti delle procedure concluse – Organismi ADR (2025)	352
FIG. 10.22	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello – 2025	353
FIG. 10.23	Trend istanze scritte trasmesse dagli utenti del settore idrico all'Autorità (2020-2025)	355

FIG. 10.24	Andamento dei reclami trasmessi all'Autorità e gestiti dallo Sportello nel settore idrico – 2025	357
FIG. 10.25	Reclami 2025 – Focus tipologia utenti finali	357
FIG. 10.26	Esito dell'attività di gestione delle istanze scritte nel settore idrico da parte dello Sportello – 2025	358
FIG. 10.27	Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami gestiti dallo Sportello per il settore rifiuti – 2025	360
FIG. 10.28	Focus gestori settore rifiuti – Carta dei servizi – Aggiornamento 2025	361
FIG. 10.29	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus sociale elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2025)	367
FIG. 10.30	Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus sociale gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2025)	368
FIG. 10.31	Numero dei bonus sociali elettrici per disagio economico a livello regionale (grafico a barre) e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (percentuale su grafico a barre e cartina), 2025	369
FIG. 10.32	Numero dei contributi straordinari elettrici a livello regionale (grafico a barre) e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (percentuale su grafico a barre e cartina), 2025	370
FIG. 10.33	Numero dei bonus sociali gas per disagio economico a livello regionale (grafico a barre) e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (percentuale su grafico a barre e cartina), 2025	370
FIG. 10.34	Indice di soddisfazione – servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2015-2025)	388
FIG. 11.1	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati	413
FIG. 11.2	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività	415
FIG. 11.3	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per numero di settori di attività in cui operano al 31 dicembre 2025	415
FIG. 11.4	Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore e natura giuridica al 31 dicembre 2025	416
FIG. 11.5	Soggetti accreditati con sede operativa non in Italia al 31 dicembre 2025	416
FIG. 11.6	Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2025	417
FIG. 11.7	Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2025	419
FIG. 11.8	Status reclami presentati nel 2024 e nel 2025 a confronto	427
FIG. 12.1	Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2025	454

CAPITOLO **01**

Quadro normativo

Intersettoriale

Evoluzione della legislazione europea

Normativa eurounitaria nei settori dell'energia

Evoluzione della legislazione europea

A seguito dell'insediamento della nuova Commissione europea per il quinquennio 2024-2029, la politica energetica dell'Unione europea, anche alla luce dell'esperienza della crisi dei prezzi del 2022, si è caratterizzata per un forte orientamento verso la competitività industriale, la sicurezza energetica e l'accelerazione sulle politiche di decarbonizzazione. L'azione della Commissione europea si è concentrata soprattutto sul contenimento dei prezzi dell'energia e sul rafforzamento della competitività della base industriale lungo gli assi individuati nel cd. "Patto per l'industria pulita" (*Clean Industrial Deal*) inclusa la disponibilità di prezzi dell'energia accessibili per cittadini e imprese così come declinato nel "Piano di azione per energia a prezzi accessibili" (*Action Plan for Affordable Energy*).

Il **Patto per l'industria pulita**, presentato il 26 febbraio 2025, rappresenta uno degli elementi caratterizzanti delle politiche della nuova Commissione europea, concepito come nuova strategia industriale ed energetica dell'UE, che introduce una parziale revisione dell'impostazione originaria del *Green Deal* attraverso una maggiore attenzione alla sostenibilità economica della transizione energetica e alla protezione dell'industria europea rispetto alla concorrenza globale. Il piano mira a trasformare la decarbonizzazione in un motore di crescita industriale, con particolare attenzione ai settori ad alta intensità energetica — siderurgia, chimica e metallurgia — e alla filiera delle tecnologie pulite. La strategia si sviluppa lungo sei aree chiave – prezzi dell'energia accessibili, mercati, finanziamenti, materiali, partenariati globali e competenze – con l'obiettivo di sostenere la decarbonizzazione e confermando il target di riduzione delle emissioni del 90% al 2040. Elemento centrale della strategia è la riduzione dei costi energetici, affrontando le cause strutturali dei prezzi elevati (dipendenza dai fossili, carenze infrastrutturali e scarsa integrazione), e promuovendo una maggiore elettrificazione dei consumi. Tra le principali novità spiccano la creazione di mercati per prodotti decarbonizzati e per la cattura e lo stoccaggio della CO_2, l'introduzione di requisiti di sostenibilità e sistemi di etichettatura, nonché un forte sostegno all'idrogeno rinnovabile tramite incentivi, garanzie e strumenti finanziari. In tale contesto, la Commissione europea ha adottato il **regolamento delegato (UE) 2025/2359 della Commissione europea che stabilisce la metodologia per definire l'idrogeno a basse emissioni di carbonio**, ovvero tale da garantire una riduzione delle emissioni di gas serra pari ad almeno il 70% rispetto all'uso di combustibili fossili. La strategia punta, infine, a rafforzare domanda e investimenti anche attraverso nuove iniziative di cooperazione internazionale, in particolare nell'area mediterranea.

Fa parte delle misure del Patto per l'industria pulita la revisione, presentata a giugno 2025, del **nuovo quadro europeo sugli Aiuti di Stato (*Clean Industrial Deal State Aid Framework*, CISAF)**, in vigore fino al 2030, che mira a sostenere la decarbonizzazione industriale e lo sviluppo delle tecnologie pulite affiancando le norme esistenti. Esso prevede misure per accelerare la diffusione delle energie rinnovabili e dei sistemi di stoccaggio attraverso procedure semplificate, oltre a un sostegno temporaneo alle imprese energivore sotto forma di riduzione del prezzo dell'elettricità, condizionato a investimenti in decarbonizzazione. Il nuovo quadro favorisce inoltre la trasformazione dei processi industriali finanziando tecnologie come elettrificazione, idrogeno e cattura della CO_2.

Un ulteriore pilastro è il rafforzamento della capacità produttiva europea nelle tecnologie pulite e nelle materie prime critiche, anche tramite incentivi fiscali. Infine, il CISAF promuove il *de-risking* degli investimenti, accelera le autorizzazioni e introduce strumenti per perseguire la flessibilità e l'adeguatezza del sistema elettrico, con l'obiettivo complessivo di rendere l'industria europea più competitiva, sostenibile e meno esposta ai rischi della transizione energetica.

Il Patto per l'industria pulita è accompagnato dal **Piano di azione per energia a prezzi accessibili**, anch'esso presentato nel febbraio 2025. Il Piano si declina lungo quattro assi principali: riduzione dei costi energetici; completamento dell'Unione dell'energia; mobilitazione degli investimenti; preparazione alle crisi energetiche future. Particolare attenzione è rivolta alla riduzione dei costi complessivi dell'energia elettrica, attraverso interventi sulle tariffe di rete e sulla fiscalità, con benefici sia per le imprese energivore sia per i consumatori domestici. In questo contesto si promuove l'adozione di sistemi di tariffazione dinamica, per incentivare i consumi nei periodi temporali che favoriscono una maggiore efficienza delle forniture, e si supporta una maggiore concorrenza nel mercato retail, rimuovendo gli ostacoli al cambio di fornitore. Parallelamente, per limitare l'esposizione alla volatilità dei prezzi – in particolare quella legata al gas – si incoraggia il ricorso a strumenti contrattuali di lungo termine, come i Power Purchase Agreement (PPA) e i Contract for Difference (CfD), supportati anche da strumenti finanziari dedicati. Un secondo pilastro riguarda il potenziamento delle infrastrutture elettriche, considerate fondamentali per la transizione energetica. Sono previsti ingenti investimenti per espandere, modernizzare e digitalizzare le reti, migliorando anche le interconnessioni tra Stati membri. Altro elemento è rappresentato dallo sviluppo della flessibilità del sistema, attraverso la diffusione di sistemi di accumulo e strumenti di *demand-response*, necessari per gestire in modo più efficiente la variabilità della domanda e dell'offerta e contenere la volatilità dei prezzi. Il piano affronta inoltre il ruolo del gas naturale, che, pur restando nel breve termine una fonte rilevante, sarà oggetto di una maggiore supervisione regolatoria per garantire trasparenza e competitività dei mercati, insieme a strumenti per rafforzare la sicurezza degli approvvigionamenti. Sul piano della governance, si punta a rafforzare l'integrazione del mercato energetico europeo e ad allineare maggiormente le politiche nazionali agli obiettivi comuni, anche attraverso nuove iniziative su elettrificazione, digitalizzazione e innovazione tecnologica. Infine, vengono previste misure per affrontare eventuali crisi dei prezzi energetici e interventi complementari, tra cui il rafforzamento degli stoccaggi di gas, la semplificazione delle autorizzazioni e l'attivazione di strumenti finanziari a sostegno dell'efficienza energetica e della cooperazione tra operatori e istituzioni

Sul piano normativo, il 2025 ha visto la presentazione da parte della Commissione europea di una **proposta di regolamento, già anticipata nel Piano di azione per energia a prezzi accessibili, che proroga fino al 2027 il regime obbligatorio di riempimento degli stoccaggi di gas** introdotto durante la crisi energetica del 2022. La disciplina originaria, contenuta nel regolamento (UE) 2022/1032, prevedeva l'obbligo per gli Stati membri di riempire gli stoccaggi almeno al 90% entro il 1° novembre di ogni anno, con l'obiettivo di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti durante l'inverno e ridurre la dipendenza dal gas russo. Poiché le misure sarebbero scadute alla fine del 2025, il 5 marzo 2025 la Commissione europea ha presentato una proposta di proroga di ulteriori due anni, motivandola con la persistente instabilità del mercato del gas, le conseguenze della guerra in Ucraina e la necessità di accompagnare il *phase-out* delle importazioni energetiche russe previsto entro il 2027. Nel corso dei negoziati tra i co-legislatori è emersa l'esigenza di rendere il sistema più flessibile rispetto al modello originario, ritenuto troppo rigido e potenzialmente distorsivo per il mercato. Il compromesso finale, approvato definitivamente nel **regolamento (UE) 2025/1733 del Parlamento europeo e del Consiglio del 18 luglio 2025**, ha quindi confermato l'obiettivo generale del 90% di riempimento, introducendo però maggiore flessibilità nelle

modalità di attuazione. In particolare, il termine del 1° novembre quale data per il riempimento degli stoccaggi è stato sostituito con una finestra temporale compresa tra il 1° ottobre e il 1° dicembre; sono inoltre stati previsti margini di flessibilità in caso di condizioni di mercato sfavorevoli e resi meno vincolanti gli obiettivi relativi alle curve di riempimento nazionali.

Inoltre, nel 2025 l'Unione europea ha avviato il percorso normativo per eliminare progressivamente le importazioni di gas russo, nell'ambito della strategia REPowerEU e più in generale della politica di riduzione della dipendenza energetica dalla Russia iniziata dopo l'invasione dell'Ucraina. La Commissione europea ha presentato il 17 giugno 2025 una **proposta di regolamento per una graduale eliminazione delle importazioni di gas naturale dalla Russia**, sia via gasdotto sia sotto forma di gas naturale liquefatto (GNL). La proposta si fonda sull'esigenza di rafforzare la sicurezza energetica europea, ridurre i rischi geopolitici legati alla dipendenza dalle forniture russe e accelerare la diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Il testo su cui è stato conseguito un accordo politico tra Parlamento e Consiglio, sancito con il **regolamento (EU) 2026/261 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 gennaio 2026**, prevede l'eliminazione progressiva delle importazioni russe secondo un calendario predefinito. Il divieto inizierà ad applicarsi sei settimane dopo l'entrata in vigore del regolamento, ma con un periodo transitorio per i contratti già esistenti. La messa al bando completa seguirà due tappe principali: il divieto totale delle importazioni di gas naturale liquefatto (GNL) scatterà all'inizio del 2027, mentre quello relativo al gas trasportato via gasdotto entrerà in vigore nell'autunno del 2027. Nel frattempo, entro il 1° marzo 2026, gli Stati membri dovranno presentare piani nazionali per diversificare le forniture e gestire la sostituzione del gas russo. Le importazioni di gas nell'Unione europea saranno soggette a un regime di autorizzazione preventiva, salvo nel caso di importazioni da Paesi terzi esenti dall'obbligo di autorizzazione. In casi di emergenza, è comunque prevista la possibilità di sospendere temporaneamente il divieto per un massimo di quattro settimane al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti.

Sul piano delle infrastrutture energetiche, nell'ultima parte del 2025 la Commissione europea ha presentato l'***European Grids Package,*** pacchetto di misure legislative e non-legislative finalizzate a modernizzare e rendere più efficiente la rete energetica europea. Il pacchetto è orientato a semplificare la normativa europea in materia di infrastrutture energetiche, snellire e accelerare le procedure autorizzative e promuovere gli investimenti su larga scala per sostenere gli obiettivi climatici e di sicurezza energetica dell'UE. L'elemento centrale dell'*European Grids Package* è costituito dalla **proposta di revisione del regolamento (EU) 2022/869** sulle infrastrutture energetiche transfrontaliere (regolamento TEN-E) attraverso cui la Commissione intende promuovere il passaggio da un approccio "*bottom-up*" a uno più "*top-down*", con una prospettiva maggiormente centralizzata a livello UE del processo di pianificazione e gestione delle infrastrutture energetiche e una **proposta di modifica alla direttiva energie rinnovabili, alla disciplina del mercato elettrico e del mercato del gas**, con l'obiettivo di accelerare le procedure autorizzative per reti, impianti rinnovabili, sistemi di accumulo e infrastrutture di ricarica.

Infine, nel quadro delle iniziative volte alla revisione degli obiettivi climatici post-2030, a luglio 2025 la Commissione europea ha proposto una **modifica al regolamento (EU) 2021/1119 – cd. *Climate Law*** introducendo un obiettivo di riduzione delle emissioni nette di gas serra pari al 90% entro il 2040 rispetto ai livelli del 1990. L'obiettivo al 2040 va ad aggiungersi all'obiettivo di riduzione del 55% al 2030 rafforzando il percorso verso la neutralità climatica per il 2050. L'accordo tra Consiglio e Parlamento europeo è stato conseguito a dicembre 2025 e conferma il target del 90%, ma ha introdotto elementi di maggiore flessibilità rispetto alla proposta originaria della Commissione per il conseguimento dell'obiettivo al 2040, in particolare, consentendo dal 2036 l'utilizzo

di crediti internazionali di carbonio fino al 5% rispetto all'obiettivo al 2040. L'accordo prevede inoltre il rinvio di un anno al 2027 dell'entrata in vigore del sistema di scambio di quote di emissione per i settori dei trasporti e dell'edilizia (cd. ETS2). Il nuovo assetto costituirà la base per la definizione del quadro normativo per il post-2030 in particolare per ciò che riguarda gli obiettivi in materia di energie rinnovabili ed efficienza energetica.

Tra i **provvedimenti di natura non legislativa ma derivati direttamente dal Piano di azione per energia a prezzi accessibili**, la Commissione europea ha presentato a luglio 2025 **orientamenti sulla tariffazione degli oneri di rete** volti a promuovere un disegno delle tariffe che riduca i costi complessivi del sistema attraverso il potenziamento della flessibilità e il miglioramento dell'efficienza nell'uso e nella gestione della rete. L'approccio proposto è orientato a stimolare un'evoluzione nei comportamenti degli utenti per gestire in modo efficiente i periodi di picco dei consumi che consenta la riduzione dei costi di gestione della rete e delle congestioni, il miglioramento della capacità della rete di assorbire la generazione da fonti rinnovabili e la limitazione degli interventi di potenziamento della rete solo a quelli strettamente necessari. Gli ambiti di intervento indicati riguardano diverse possibili azioni finalizzate a migliorare l'efficienza e la gestione della rete elettrica. In particolare, si fa riferimento all'introduzione di un *design* tariffario che consenta di ridurre i picchi di consumo, favorendo così un utilizzo più equilibrato delle risorse energetiche nel corso della giornata. In questo contesto, viene proposta anche l'integrazione nella struttura tariffaria di una componente legata alla capacità, che tenga conto del picco di carico, insieme all'introduzione di elementi di differenziazione sia geografica (zonale) sia temporale ("*time-of-use*"), in modo da riflettere in maniera più aderente le dinamiche reali della domanda e dell'offerta di energia. In tale ambito è attesa entro la metà del 2026 una proposta legislativa della Commissione.

Al fine di promuovere una pianificazione delle infrastrutture energetiche idonea a un sistema decarbonizzato, la Commissione europea ha inoltre adottato a giugno 2025 degli **orientamenti sugli *anticipatory investments* (investimenti anticipatori)** nel settore delle reti elettriche per supportare gli Stati membri, le autorità di regolazione nazionali e i TSO/DSO nel definire investimenti basati su bisogni futuri e scenari di sviluppo. Gli orientamenti fanno in particolare riferimento alle aree della pianificazione; del controllo regolatorio sui piani di sviluppo e sull'*affordability*. Infine, a dicembre 2025 sono stati presentati **orientamenti relativi al *design* dei contratti per le differenze a due vie** al fine di favorire schemi contrattuali conformi alla disciplina degli aiuti di Stato. In particolare, gli orientamenti mirano a garantire un'integrazione efficiente nel mercato elettrico, evitando distorsioni nei segnali di prezzo e incentivando comportamenti coerenti con il funzionamento dei diversi mercati (giorno prima, infragiornaliero e servizi). Gli orientamenti promuovono inoltre la partecipazione al mercato a termine e mirano a massimizzare il valore degli investimenti, anche attraverso criteri di selezione che non si basino esclusivamente sul prezzo. Infine, si affronta il tema della coesistenza tra 2w-CfD e PPA, riconoscendone i benefici ma anche i possibili rischi (come distorsioni o sovvenzioni incrociate), proponendo soluzioni di *design* per mitigarli e preservare la concorrenza e la liquidità dei mercati.

Normativa eurounitaria nei settori dell'ambiente

Sviluppi normativi comunitari in materia di rifiuti urbani

Con l'entrata in vigore, l'11 febbraio 2025, del regolamento (UE) 2025/40 sugli imballaggi e i rifiuti di imballaggio, che modifica il regolamento (UE) 2019/1020 e la direttiva (UE) 2019/904 e che abroga la direttiva (UE) 94/62/

CE, che tende a ridurre la produzione di imballaggi, a regolarne l'efficienza, accrescerne il riciclo e a promuovere l'uso di materiali riciclati nella produzione di nuovi imballaggi, l'evoluzione normativa comunitaria in materia di rifiuti urbani entra nella nuova fase inaugurata dal *Green Deal* e sostenuta dalla Commissione europea, caratterizzata dalla progressiva integrazione delle politiche settoriali sui rifiuti in una visione più ampia che privilegia, nel confermare gli obiettivi di protezione ambientale, il sostegno allo sviluppo dell'economia circolare.

Vale segnalare, in questo contesto, l'adozione della direttiva 2025/1892, che modifica la direttiva 2008/98/CE ("direttiva quadro sui rifiuti"), approvata da Consiglio e Parlamento, rispettivamente, il 23 giugno e il 9 settembre 2025. Nonostante il campo d'applicazione relativamente limitato delle specifiche modifiche apportate alla direttiva quadro, dirette a introdurre obblighi di raccolta differenziata e riciclo dei rifiuti tessili, nonché l'introduzione di obiettivi e politiche di riduzione dei rifiuti alimentari, l'iniziativa legislativa si distingue, per quanto attiene agli sviluppi d'interesse per la regolazione economica, nell'estendere ai rifiuti tessili l'applicazione degli schemi di responsabilità estesa del produttore (Extended Producer Responsibility, EPR), attuando uno degli elementi qualificanti del complessivo intervento del Legislatore europeo in favore dello sviluppo dell'economia circolare nell'ultimo decennio[1].

Nel definire le responsabilità e gli obiettivi degli schemi EPR per i rifiuti tessili, la direttiva ne chiarisce il ruolo in termini di rapporti organizzativi, economici e finanziari con le altre parti della filiera integrata della gestione dei rifiuti, con particolare riferimento alle fasi (raccolta, selezione, pretrattamento) che precedono il riciclo propriamente detto, obbligando le organizzazioni EPR a coprire i costi di dette fasi e sottolineando, in coerenza col dettato dell'art. 8 della direttiva quadro, che detta copertura non ecceda i "costi necessari", in ciò statuendo l'adozione di un principio di efficienza economica. La nuova direttiva prevede, peraltro, una clausola di revisione con riserva di riesame e ulteriore attività legislativa a fronte di una valutazione, richiesta alla Commissione europea, dei risultati e delle criticità eventualmente evidenziate dal recepimento e dall'implementazione delle misure.

La strategia di accelerazione dell'economia circolare

A riprova della volontà dichiarata di inserire la gestione dei rifiuti in una più ampia strategia di crescita bilanciata, sostenibile e meno dipendente dal quadro globale, il "*Clean Industrial Deal*" del 26 febbraio 2025[2] contiene uno specifico capitolo dedicato ai rifiuti, con l'indicazione di obiettivi sfidanti in termini di sostanziale aumento della "circolarità dell'economia" – misurata dal rapporto tra materie prime recuperate attraverso il riciclo e il totale delle materie prime introdotte nel ciclo produttivo – di creazione delle condizioni per la realizzazione del programma di riciclo, recupero e gestione strategica delle materie prime critiche, di attenzione per la "dimensione di mercato" del settore delle materie prime riciclate in termini di sviluppo della standardizzazione tecnica e degli scambi transfrontalieri, questi ultimi possibilmente stimolati dalla creazione di "hub" regionali.

Il processo di analisi, condivisione e decisione che porterà, nel corso del 2026, all'elaborazione di uno specifico "*Atto per l'economia circolare*", annunciato già nella lettera di incarico della Presidenza della Commissione alla titolare del portafoglio Ambiente, Resilienza idrica ed Economia Circolare Competitiva quale intervento qualifi-

1 Cfr. in particolare la direttiva (UE) 2018/851 del 30 maggio 2018 che ha modificato la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti.
2 "Il patto per l'industria pulita: una tabella di marcia comune verso la competitività e la decarbonizzazione", Comunicazione della Commissione al Parlamento, al Consiglio, al Comitato economico e sociale europeo e al Comitato delle Regioni, COM/2025/85.

cante del mandato, ha avuto inizio con l'apertura di due distinte consultazioni pubbliche, rispettivamente il 29 luglio e il 1° agosto 2025, relative:

- alla revisione dei criteri per ammettere i rifiuti riciclabili alla circolazione intracomunitaria agevolata, c.d. "*Green listing*" ("Harmonised classification of waste to accelerate the transition towards a circular economy");
- all'innovazione regolamentare in materia di economia circolare ("Preparing a proposal for a Circular Economy Act for adoption in 2026").

In particolare, la consultazione pubblica sull'economia circolare sollecitava i portatori d'interesse a fornire opinioni, proposte e informazioni su punti che si prospettano di rilievo nella predisposizione di una proposta di regolamento attesa, secondo la programmazione dei lavori della Commissione, entro l'autunno 2026: integrazione e miglior funzionamento, anche attraverso piattaforme digitalizzate, dei mercati delle materie prime seconde; governance, eventuale estensione obbligatoria ad altri settori, "enforcement" degli schemi EPR; accelerazione, mutuo riconoscimento e standardizzazione dei criteri "*End of waste*", disincentivazione del ricorso alla discarica, maggiore efficienza globale del sistema di gestione dei rifiuti, anche attraverso la promozione della qualità e dell'economicità delle raccolte differenziate, promozione, anche attraverso obblighi e soglie minime d'uso (per esempio, nel quadro degli appalti pubblici) di materie prime riciclate e "*bio-based*".

Integrazione e maggiore dinamicità dei mercati, incentivo agli investimenti in luogo di sovvenzioni e attenzione alla "riconoscibilità", anche per evitare distorsioni nella competizione, delle materie prime riciclate sono elementi ribaditi nella Comunicazione della Commissione del 23 dicembre 2025[3] relativa alle recenti criticità rilevate nell'industria europea del riciclo della plastica.

Evoluzione della legislazione italiana

Si darà evidenza nel seguito dei principali interventi legislativi adottati in materia energetico – ambientale nel corso del 2025, con particolare riguardo alle disposizioni di più diretto interesse di questa Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente.

Con la legge 28 febbraio 2025, n. 20, recante "*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 31 dicembre 2024, n. 208, recante misure organizzative urgenti per fronteggiare situazioni di particolare emergenza, nonché per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza*", sono stati approvati, in particolare, l'art. 2, che apporta modifiche alla disciplina del Commissario straordinario unico per la depurazione e il riuso delle acque reflue, e l'art. 8, che introduce misure urgenti per l'attuazione della riforma n. 4 del Capitolo REPowerEU del Piano nazionale di ripresa e resilienza – PNRR. Nel dettaglio, quest'ultimo articolo modifica l'art. 28 del decreto legislativo n. 199/21 (*Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento europeo e del Consiglio, dell'11*

3 COM/2025/805, "Accelerating Europe's transition towards a Circular Economy: A pilot for boosting the circularity of plastics", Comunicazione della Commissione.

dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili) in materia di accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine (*Power purchase agreement* – PPA), inserendo il nuovo comma 2-*bis*, che demanda a un decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministero dell'economia e delle finanze, la definizione delle modalità e delle condizioni in base alle quali il Gestore dei servizi energetici – GSE assume il ruolo di garante di ultima istanza per la gestione dei rischi di inadempimento di controparte nei contratti di lungo termine da fonti rinnovabili, secondo criteri di mercato e di contenimento dei rischi e in coerenza con il sistema di garanzie definito dal comma in esame, nonché delle modalità di funzionamento del meccanismo, incluse le procedure operative per l'utilizzo delle risorse destinate alla garanzia, anche al fine del rispetto del limite di spesa fissato in 45 milioni annui per ciascuno degli anni dal 2025 al 2027. I requisiti e gli obblighi di garanzia per i contraenti, anche attraverso gli strumenti utilizzati nel mercato elettrico, e le misure disciplinari in caso di inadempimento dei contraenti sono definiti con il decreto che disciplina la piattaforma di mercato organizzato dei PPA, sentita questa Autorità, alla quale è stato anche affidato il compito di definire il corrispettivo a carico dei contraenti per l'accesso alla garanzia di ultima istanza.

Di notevole rilievo per questa Autorità risulta la legge 24 aprile 2025, n. 60, recante "*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19, recante misure urgenti in favore delle famiglie e delle imprese di agevolazione tariffaria per la fornitura di energia elettrica e gas naturale nonché per la trasparenza delle offerte al dettaglio e il rafforzamento delle sanzioni delle Autorità di vigilanza*".

L'art. 1, al comma 1, precisa che, per il 2025, ai fini del riconoscimento di un contributo straordinario di 200 euro sulle forniture di energia elettrica dei clienti domestici con valori dell'ISEE fino a 25.000 euro, si provvede con delibera dell'Autorità, nel limite delle risorse disponibili, necessarie a garantire la relativa copertura. L'art. 2 reca disposizioni urgenti per la fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili, prevedendo, in particolare, al comma 1, lettera b), che l'Autorità disciplini il servizio di vulnerabilità da una data non anteriore alla conclusione del servizio a tutele graduali (31 marzo 2027); la lettera c) del medesimo comma 1 stabilisce che, nelle more dell'aggiudicazione del servizio di vulnerabilità, la fornitura di energia elettrica ai clienti vulnerabili che non hanno scelto un fornitore continuerà a essere assicurata dall'esercente il servizio di distribuzione e Acquirente unico svolgerà la relativa funzione di approvvigionamento sulla base di condizioni stabilite, in via d'urgenza, dall'Autorità, utilizzando tutti gli strumenti disponibili sui mercati regolamentati dell'energia elettrica ovvero mediante la stipulazione, con operatori del mercato all'ingrosso selezionati all'esito di procedure competitive gestite da Acquirente unico, di contratti bilaterali a termine anche a prezzi fissi, a condizione che i prezzi stessi non siano superiori alla media dei prezzi a termine rilevabili nei mercati europei caratterizzati da maggiore liquidità per i prodotti a termine di analoga durata. Il comma 2-*bis* sancisce poi l'impignorabilità dell'immobile di proprietà di un soggetto vulnerabile, qualora il debito per il mancato pagamento di bollette energetiche condominiali sia inferiore a 5.000 euro e la casa sia l'unico immobile di proprietà del debitore, purché vi abbia fissato la residenza e non si tratti di un'abitazione di lusso o di un immobile classificato nelle categorie catastali A/8 o A/9. Il comma 3 precisa che i clienti forniti nell'ambito del servizio a tutele graduali che dovessero acquisire la qualifica di clienti vulnerabili continueranno a essere serviti nello medesimo servizio fino alla fine del periodo di assegnazione dello stesso (31 marzo 2027), ferma restando la loro facoltà di concludere in ogni momento un nuovo contratto nell'ambito del mercato libero, ovvero con l'esercente il servizio di maggior tutela competente per area territoriale. Il comma 3-*bis* stabilisce che i clienti vulnerabili che, alla data di conclusione del servizio a tutele graduali, non hanno scelto un fornitore sono riforniti nell'ambito del servizio di erogazione garantito dall'impresa di distribuzione, di cui

all'art. 1, comma 2, del decreto legge n. 73/07 o, se già operante, nell'ambito del servizio di vulnerabilità, di cui all'art. 11, comma 2, del decreto legislativo n. 210/21.

Il comma 5 dell'art. 3 prevede anche che l'Autorità è tenuta ad azzerare per un semestre la parte della componente della spesa per gli oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (ASOS) applicata all'energia prelevata per i clienti non domestici in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, nel limite delle risorse disponibili, necessarie a garantire la relativa copertura, a qualsiasi titolo sul bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), al netto di quelle destinate alle finalità di cui all'art. 1, comma 1. Il successivo comma 6, per permettere il monitoraggio dei costi energetici delle imprese, prevede il trasferimento dal registro delle imprese al Sistema informativo integrato gestito da Acquirente unico dei dati relativi ai codici ATECO delle imprese. All'Autorità è assegnato il compito di utilizzare tali informazioni per analizzare e monitorare l'impatto dei costi dell'energia, dei servizi regolati e degli oneri generali di sistema sulle diverse categorie di imprese e di informare periodicamente il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica degli esiti di detto monitoraggio.

L'art. 3-*bis* dispone, al fine di incrementare il livello di concorrenza nell'approvvigionamento energetico e di favorire la riduzione dei prezzi dell'energia elettrica per i clienti finali, la modifica della definizione di cui all'art. 16, comma 1, del decreto legislativo n. 210 del 2021, di unità di produzione nel sistema semplice di produzione e di consumo di energia elettrica, specificando che, qualora la qualifica di produttore sia rivestita da persone giuridiche diverse, esse possono non appartenere allo stesso gruppo societario.

Si evidenzia l'art. 3-*ter* in tema di contributo al disaccoppiamento della remunerazione di lungo termine della produzione esistente da fonti rinnovabili dal prezzo formantesi nel mercato elettrico a pronti nel rispetto del *market coupling* europeo.

L'art. 4, al comma 3, demanda poi a questa Autorità il compito di individuare, in favore di famiglie e microimprese vulnerabili, le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale nel limite delle risorse finanziarie affluite nel Fondo previsto nello stato di previsione del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di cui al comma 1 dello stesso articolo. L'art. 5, al comma 1, assegna all'Autorità il compito di definire le misure necessarie per aumentare la trasparenza e la confrontabilità delle offerte di energia elettrica e di gas ai clienti finali domestici sul mercato libero, in modo da permettere un'agevole leggibilità delle offerte e dei contratti, anche con la previsione di documenti tipo dei quali i fornitori di energia elettrica e gas sono tenuti ad avvalersi e con la riduzione e semplificazione delle componenti dei corrispettivi applicabili nei contratti di fornitura al dettaglio di energia elettrica e gas, con l'obiettivo di razionalizzare i parametri di riferimento per la definizione dei corrispettivi. Con lo stesso provvedimento l'Autorità stabilisce: i) i termini e le modalità per l'applicazione delle misure previste anche ai contratti già in essere alla data di acquisto dell'efficacia del provvedimento; ii) le modalità con cui i venditori di energia elettrica e di gas trasmettono ai clienti finali domestici sul mercato libero le comunicazioni di modifica delle condizioni contrattuali semplificate e idonee a garantirne la massima conoscibilità. Affida ad ARERA anche il compito di aggiornare il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali in coerenza con le disposizioni del comma.

Ancora di particolare interesse, l'art. 6, comma 1, che integra la disposizione riguardante i poteri sanzionatori di questa Autorità (art. 45, comma 6-*bis* del decreto legislativo n. 93/11), prevedendo che, nei casi di particolare

urgenza in cui l'Autorità può deliberare d'ufficio, con atto motivato, l'adozione di misure cautelari, anche prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio, queste debbano assicurare il più utile e tempestivo perseguimento degli interessi tutelati, precisando che la medesima Autorità può avvalersi, se necessario, delle facoltà attribuitele dalla legge istitutiva n. 481/95.

La legge 9 maggio 2025, n. 69, recante "*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 14 marzo 2025, n. 25, recante disposizioni urgenti in materia di reclutamento e funzionalità delle pubbliche amministrazioni*", con l'art. 2, comma 2-*bis*, ha integrato l'art. 184-*ter* in ordine alla cessazione della qualifica di rifiuto del Testo Unico Ambiente, al fine di rafforzare le competenze del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in materia; il nuovo comma 5-*ter* ha poi istituito, a decorrere dal 1° gennaio 2026, il Nucleo *end of waste* (NEW), posto alle dipendenze funzionali del Ministero, al fine di assicurare un supporto qualificato allo svolgimento delle attività istruttorie concernenti l'adozione dei decreti EOW.

L'art. 3 (*Modifiche al decreto legislativo 30 marzo 2001, n. 165, nonché in materia di incompatibilità dei componenti di organi collegiali cessati dall'incarico*), comma 3-*bis*, ha esteso il regime di incompatibilità previsto per i componenti e i dirigenti della CONSOB a tutti i componenti degli organi collegiali delle amministrazioni pubbliche e delle autorità indipendenti, che assumano determinazioni obbligatorie destinate ad avere, direttamente o indirettamente, effetti nei confronti di soggetti privati determinati, in deroga a qualunque diversa disposizione, la quale cessa di avere efficacia limitatamente ai componenti di detti organi. Detto regime prevede che i componenti degli organi di vertice e i dirigenti, fino a un anno dalla cessazione dell'incarico, non possono intrattenere direttamente rapporti di collaborazione, di consulenza o di impiego con i soggetti regolati né con società controllate da questi ultimi. I contratti conclusi in violazione di tale divieto sono nulli.

L'art. 10-*ter*, infine, differisce al 30 giugno 2025 il termine entro il quale i Comuni possono approvare i piani finanziari del servizio di gestione dei rifiuti urbani, le tariffe e i regolamenti della TARI e della tariffa corrispettiva.

Si cita ora la legge 2 luglio 2025, n. 100, recante "*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 21 maggio 2025, n. 73, recante misure urgenti per garantire la continuità nella realizzazione di infrastrutture strategiche e nella gestione di contratti pubblici, il corretto funzionamento del sistema di trasporti ferroviari e su strada, l'ordinata gestione del demanio portuale e marittimo, nonché l'attuazione di indifferibili adempimenti connessi con il Piano nazionale di ripresa e resilienza e alla partecipazione all'Unione europea in materia di infrastrutture e trasporti*" che, all'art. 1-*bis* (*Interventi per l'incremento della capacità di stoccaggio di gas naturale liquido e di rigassificazione nel territorio nazionale*), autorizza la spesa di 15 milioni di euro, per il 2027 e il 2028, e di 5 milioni di euro, per il 2029, per consentire la realizzazione di interventi per l'incremento della capacità di stoccaggio di gas naturale liquido e di rigassificazione nel territorio nazionale, in particolare nel settore marittimo. L'art. 13 reca disposizioni in materia di accelerazione degli investimenti nel settore delle energie rinnovabili, apportando alcune modifiche all'art. 12 del decreto legislativo n. 190/24 (*Disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili* – TU FER) in materia di mappatura nazionale per l'installazione di impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile (FER) e di definizione delle zone di accelerazione terrestri per gli impianti a fonti rinnovabili e gli impianti di stoccaggio dell'energia elettrica da fonti rinnovabili co-ubicati, le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi, al fine di garantire il raggiungimento degli obiettivi riguardanti la produzione di energia da fonti rinnovabili delineati dal Piano nazionale integrato per l'e-

nergia e il clima (PNIEC) per il 2030 e l'attuazione della Riforma 1 – semplificazione delle procedure autorizzative per le energie rinnovabili a livello centrale e locale – della Missione 7 (*REPower*EU) del PNRR.

Con l'approvazione della legge 12 settembre 2025, n. 131, recante "*Disposizioni per il riconoscimento e la promozione delle zone montane*", è istituito, all'art. 28, un Tavolo presso il Ministero dell'economia e delle finanze, con la partecipazione dei rappresentanti dei Comuni e dei rappresentanti delle imprese che forniscono i servizi di energia elettrica, gas e acqua, finalizzato a definire le modalità di riduzione delle tariffe per l'erogazione di energia elettrica, acqua, gas, aria propanata e gas di petrolio liquefatti per i Comuni non raggiunti interamente dalle reti di gas metano, in misura proporzionata al nucleo familiare trasferito e al reddito familiare, per favorire l'incremento della popolazione residente nei piccoli Comuni delle zone montane con popolazione non superiore a 5.000 abitanti soggetti a un costante decremento demografico.

Vale citare anche la legge 18 novembre 2025, n. 173, recante "*Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 3 ottobre 2025, n. 145, recante misure urgenti per assicurare la continuità delle funzioni dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente*", che prevede che i componenti dell'organo di vertice di questa Autorità di regolazione, nominati con decreto del Presidente della Repubblica 9 agosto 2018, continuano a esercitare le proprie funzioni, limitatamente agli atti di ordinaria amministrazione e a quelli indifferibili e urgenti, fino alla nomina dei nuovi componenti dell'Autorità medesima e, comunque, non oltre il 31 dicembre 2025. Assegna all'Autorità, al termine del mandato dei suoi componenti, il compito di trasmettere alle Camere una relazione sugli atti di ordinaria amministrazione e su quelli indifferibili e urgenti adottati nel periodo di proroga.

Con riferimento alla legge annuale per il mercato e la concorrenza per il 2025 (legge n. 190/25), per quanto di interesse, si evidenzia l'art. 1, comma 3, che integra l'art. 57 (*Semplificazione delle norme per la realizzazione di punti e stazioni di ricarica di veicoli elettrici*), comma 8, del decreto legge n. 76/20, per garantire uno sviluppo efficiente del mercato della mobilità elettrica e per assicurare agli utenti condizioni concorrenziali nell'ambito dei servizi offerti dalle infrastrutture di ricarica, in modo da incoraggiare la pluralità degli operatori. La lettera a) precisa che le procedure competitive, trasparenti e non discriminatorie per la realizzazione e gestione di infrastrutture di ricarica sono strutturate in modo da favorire, a parità di altre condizioni, la presenza di una pluralità di soggetti attivi nella gestione delle infrastrutture di ricarica nel territorio comunale. La lettera b) stabilisce che, a fronte di richieste di autorizzazione con caratteristiche comparabili, il Comune è tenuto a dare priorità alle istanze provenienti da soggetti che detengono meno del 40% del totale delle infrastrutture di ricarica installate o già autorizzate all'installazione nel territorio comunale.

La stessa legge ha disposto, all'art. 1, comma 1, l'inserimento di tre nuovi commi dopo il comma 1 dell'art. 30 (*Verifiche periodiche sulla situazione gestionale dei servizi pubblici locali*) del decreto legislativo n. 201/22 (*Riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica*).

Il comma 1-*bis* specifica che, nella ricognizione periodica della situazione gestionale dei servizi pubblici locali di rilevanza economica nei rispettivi territori, l'ente, tenendo conto delle valutazioni conclusive sull'andamento della gestione di ciascun servizio affidato, individua le possibili cause dell'eventuale andamento negativo. Se l'andamento gestionale insoddisfacente dipende dall'attività del gestore, l'ente adotta un atto di indirizzo, con il quale impone al gestore di elaborare, entro il termine massimo di tre mesi, un piano per intraprendere le necessarie misure correttive, che include un cronoprogramma di azioni per il ripristino e il miglioramento della qualità del

servizio, per efficientare i costi e per ripianare le eventuali perdite. Il comma 1-*ter* precisa quando l'andamento è da considerarsi insoddisfacente. Il comma 1-*quater* stabilisce che, in caso di grave inadempimento da parte del gestore nell'attuazione del piano di cui al comma 1-*bis*, si riconosce il potere dell'ente affidante di risolvere anticipatamente il rapporto.

In merito alla legge 30 dicembre 2025, n. 199, recante "*Bilancio di previsione dello Stato per l'anno finanziario 2026 e bilancio pluriennale per il triennio 2026-2028*", si evidenziano di seguito le principali disposizioni di rilievo.

L'art. 1, comma 574, proroga al 31 dicembre 2026 l'esonero dal pagamento delle utenze riferibili a una "zona rossa" istituita mediante apposita ordinanza sindacale nei Comuni delle Regioni Abruzzo, Lazio, Marche e Umbria compresi nel cratere relativo ai sismi 2016 e 2017.

Il comma 575 proroga al 31 dicembre 2026 le agevolazioni anche di natura tariffaria per i settori dell'energia elettrica, dell'acqua e del gas, inclusi i gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, nonché per i settori delle assicurazioni e della telefonia, in favore dei titolari di utenze relative a immobili inagibili che entro il 30 aprile 2021 abbiano dichiarato l'inagibilità del fabbricato, della casa di abitazione, dello studio professionale o dell'azienda o la permanenza dello stato di inagibilità già dichiarato (territori colpiti dagli eventi sismici del 24 agosto 2016, del 26 e del 30 ottobre 2016 e del 18 gennaio 2017 – Marche, Lazio, Abruzzo e Umbria e territori dei Comuni di Casamicciola Terme, Forio, Lacco Ameno dell'Isola di Ischia interessati dagli eventi sismici del 21 agosto 2017).

Il comma 677 estende al 31 luglio di ciascun anno il termine entro il quale i Comuni possono approvare i piani finanziari del servizio di gestione dei rifiuti urbani, le tariffe e i regolamenti della TARI e della tariffa corrispettiva.

Il comma 933 sostituisce l'art. 20 del decreto legislativo n. 28/11 (*Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*) e introduce norme per il collegamento degli impianti di produzione di biometano alla rete del gas naturale. Il comma 1 pone in capo alle imprese che svolgono attività di trasporto e distribuzione di gas naturale il compito di allacciare alla propria rete sia gli impianti di produzione di biometano realizzati *ex novo* sia quelli risultanti dalla riqualificazione di preesistenti impianti di produzione di biogas, secondo le regole stabilite dal Regolatore nazionale. Il comma 2 affida al medesimo Regolatore il compito di aggiornare, entro 45 giorni dall'entrata in vigore della norma, le proprie disposizioni relative alle condizioni tecniche ed economiche per l'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi. Il comma 3 prevede che gli atti di regolazione, nel rispetto delle esigenze di sicurezza fisica e di funzionamento del sistema di trasporto e distribuzione di gas, dovranno:

a. stabilire le caratteristiche chimiche e fisiche minime del biometano, con particolare riguardo alla qualità, all'odorizzazione e alla pressione del gas, necessarie per l'immissione nelle reti;
b. prevedere la realizzazione, anche congiunta fra diversi operatori se ritenuto maggiormente efficiente sotto il profilo tecnico ovvero economico, dei necessari interventi di potenziamento della rete gas esistente per una maggiore integrazione tra le reti di trasporto e di distribuzione, tramite l'impiego di tecnologie per il superamento degli attuali limiti infrastrutturali di accettabilità del biometano nelle reti per favorire un ampio

utilizzo del biometano; a tal fine, l'allacciamento non discriminatorio alla rete degli impianti di produzione di biometano dovrà risultare coerente con criteri di fattibilità tecnici ed economici ed essere compatibile con le norme tecniche e le esigenze di sicurezza, fermo restando che i costi associati allo sviluppo e all'adeguamento della rete esistente restano a carico degli operatori di rete;

c. definire le modalità di ripartizione dei costi, tra tutti i produttori che ne beneficiano, delle opere di connessione degli impianti di produzione di biometano alla rete gas; le modalità di ripartizione, basate su criteri oggettivi, trasparenti e non discriminatori, tengono conto dei benefici che i produttori già connessi e quelli collegatisi successivamente traggono dalle connessioni;
d. stabilire, ai fini del perseguimento degli obiettivi legati alla transizione energetica individuati dal PNIEC, che una quota del 70% dei costi degli investimenti di connessione con le reti di trasporto o di distribuzione e al 100% dei costi relativi ai sistemi di misura di cui alla lettera h) e dei costi relativi alla compressione, siano attribuiti ai gestori dei sistemi di trasporto o di distribuzione in relazione alla soluzione di connessione individuata, mentre la restante parte del 30% dei costi degli investimenti di connessione ricada in capo ai produttori;
e. prevedere la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, degli standard tecnici per il collegamento alla rete del gas naturale degli impianti di produzione di biometano;
f. fissare le procedure, i tempi e i criteri per la determinazione dei costi per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per l'individuazione e la realizzazione della soluzione definitiva di allacciamento;
g. sottoporre a termini perentori le attività poste a carico dei gestori di rete, individuando sanzioni e procedure sostitutive in caso di inerzia;
h. definire un assetto dei sistemi di misura e di controllo della qualità funzionale a minimizzare i costi complessivi degli interventi da realizzare, garantendo il rispetto delle norme tecniche e delle esigenze di sicurezza delle reti di trasporto e di distribuzione;
i. prevedere la pubblicazione, da parte dei gestori di rete, delle condizioni tecniche ed economiche necessarie per la realizzazione delle eventuali opere di adeguamento delle infrastrutture di rete per l'allacciamento di nuovi impianti;
j. prevedere procedure di risoluzione delle controversie insorte fra produttori e gestori di rete con decisioni, adottate dalla stessa Autorità, vincolanti fra le parti;
k. stabilire le misure necessarie affinché l'imposizione tariffaria dei corrispettivi posti a carico del soggetto che immette in rete il biometano sia improntata al criterio di allocazione dei costi su scala nazionale.

Giova altresì sottolineare l'approvazione di alcuni decreti legislativi. In particolare, del decreto legislativo 19 giugno 2025, n. 102, recante "*Disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della direttiva (UE) 2020/2184 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 dicembre 2020, concernente la qualità delle acque destinate al consumo umano*" e del decreto legislativo 26 novembre 2025, n. 178, recante "*Disposizioni integrative e correttive al decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, recante disciplina dei regimi amministrativi per la produzione di energia da fonti rinnovabili, in attuazione dell'art. 26, commi 4 e 5, lettere b) e d), della legge 5 agosto 2022, n. 118*".

Nello specifico, tale ultimo provvedimento, all'art. 13, prevede l'inserimento del nuovo art. 12-*ter* nel decreto legislativo 25 novembre 2024, n. 190, recante "*Disposizioni in materia di risoluzione alternativa delle controversie*". In tal modo si assegna all'Autorità il compito di definire meccanismi alternativi, gestiti dall'Acquirente unico, a carattere decisorio, per la risoluzione extragiudiziale delle controversie. A tal fine, l'Autorità deve assicurare il contraddittorio tra le parti, stabilire i termini di durata massima delle procedure, assicurare la gratuità delle

medesime per ciascuna delle parti e favorirne lo svolgimento in modalità digitale. La decisione di risoluzione extragiudiziale della controversia può essere impugnata dinnanzi al competente TAR o con ricorso straordinario al Presidente della Repubblica.

Con gli stessi provvedimenti l'Autorità stabilisce i requisiti dei decisori extragiudiziali, assicurandone terzietà ed esperienza nell'ambito delle procedure amministrative concernenti la realizzazione di impianti e infrastrutture energetiche, nonché adeguata qualificazione professionale nei settori interessati dalle controversie.

Tra gli altri provvedimenti legislativi di interesse, si dà evidenza, in particolare, del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 26 giugno 2025, recante "*Criteri e modalità per la fornitura di gas naturale nell'ambito del servizio di ultima istanza per il periodo relativo agli anni termici 2025-2026 e 2026-2027*", che, all'art. 2, attribuisce all'Autorità il compito di definire condizioni economiche per la fornitura del gas naturale nel servizio di ultima istanza e ne individua le aree geografiche di applicazione, che possono essere anche aggregate in macroaree. Il provvedimento ricalca integralmente quello emanato per il precedente biennio termico, compresa la previsione di un meccanismo calmierante che limiti il costo per i clienti interessati in caso di esiti dell'asta su valori eccessivamente elevati.

È stato pubblicato nel sito istituzionale del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica il decreto 29 luglio 2025, n. 204, in merito al meccanismo *energy release*, aggiornato a seguito delle interlocuzioni con la Commissione europea. Si tratta dunque di un decreto correttivo dell'originario decreto ministeriale 23 luglio 2024, n. 268. Il nuovo decreto (*Energy Release* 2.0) prevede l'introduzione di una procedura competitiva per la selezione dei soggetti incaricati della realizzazione di nuova capacità di generazione e della restituzione dell'energia anticipata. Si interviene poi con l'inserimento di una clausola che impedisce l'eventuale sovra-remunerazione dell'investimento nello sviluppo di impianti a fonti rinnovabili al termine dei venti anni contrattuali, anche tenendo conto dell'anticipazione triennale dell'energia a prezzo calmierato.

Si indica altresì il decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 7 agosto 2025, "*Incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili*" – Conto termico 3.0. Il decreto aggiorna la disciplina per l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili secondo principi di semplificazione, efficacia, diversificazione e innovazione tecnologica, nonché di coerenza con gli obiettivi di riqualificazione energetica degli edifici della PA e, in coerenza con le indicazioni del PNIEC, concorre al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore civile. All'art. 20, si affida a questa Autorità il compito di aggiornare, su proposta del GSE, il contratto-tipo di cui all'art. 28, comma 1, lettera e), del decreto legislativo n. 28/11. Al fine di ottimizzare la raccolta delle risorse destinate alla copertura dei costi sostenuti dal GSE per lo svolgimento delle attività previste dal decreto, l'Autorità, a seguito della trasmissione da parte del GSE della rendicontazione dei costi sostenuti per la gestione delle attività allo stesso attribuite, provvede tempestivamente alla compensazione dei costi sostenuti. L'art. 21 dispone che, nel caso in cui le violazioni riscontrate nel corso dei controlli risultino rilevanti ai fini dell'erogazione degli incentivi, il GSE dispone il rigetto dell'istanza ovvero la decadenza dagli incentivi nonché il recupero delle somme già erogate, provvedendo a segnalare i casi all'Autorità, ai fini dell'irrogazione delle eventuali sanzioni.

Ci si sofferma ancora sul decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 10 settembre 2025, recante "*Individuazione delle opere e delle infrastrutture necessarie al phase out dell'utilizzo del carbone in Sardegna e alla decarbonizzazione dei settori industriali dell'isola*". Tale provvedimento – che sostituisce il precedente decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 marzo 2022 – all'art. 2, comma 8, affida a questa Autorità il compito di definire il quadro regolatorio applicabile alle infrastrutture individuate dal decreto, con particolare riferimento ai servizi del collegamento virtuale e alla sostenibilità degli investimenti, e quello di garantire la perequazione rispetto al sistema nazionale per tutto il territorio regionale.

Il comma 9 dello stesso articolo, con riferimento alle reti di distribuzione ubicate sul territorio della Sardegna al momento dell'entrata in vigore del decreto, demanda alla stessa Autorità il compito di adottare misure adeguate per individuare, nei limiti di costi efficienti, a decorrere dal 1° gennaio 2026, tariffe di distribuzione in linea con quelle dell'ambito tariffario meridionale, come individuate dalla regolazione tariffaria.

Si cita, infine, il decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti 2 ottobre 2025, recante "*Revisione del decreto 13 dicembre 2024, relativamente al PNRR Misura M3C2 – Investimento 2.3 «Cold ironing»*". In attuazione di quanto previsto dal PNRR, le risorse destinate alla misura citata dal decreto del Ministro dell'economia e delle finanze 3 maggio 2024, n. 164, e già ripartite con decreto del Ministro delle infrastrutture e dei trasporti 13 dicembre 2024, n. 231, sono riviste per l'importo totale di 305.590.639,26 euro.

L'investimento PNRR M3C2-2.3 «*Cold ironing*» consiste nella realizzazione di una rete per la fornitura di energia elettrica nell'area portuale (banchine) e della relativa infrastruttura di connessione con la rete nazionale di trasmissione. In linea con il regolamento sull'infrastruttura per i combustibili alternativi, la fornitura di elettricità da terra consente anche la ricarica delle navi elettriche.

CAPITOLO **02**

Rapporti istituzionali e *accountability*

Intersettoriale

Coordinamento internazionale

Attività europee nei settori dell'energia

Iniziative della Commissione europea nel 2025 in ambito energia

Nel corso del 2025 la Commissione europea ha adottato un insieme significativo di iniziative volte a rafforzare l'integrazione del mercato interno dell'energia, accelerare lo sviluppo delle infrastrutture e consolidare il quadro regolatorio nei settori dell'elettricità, del gas e dell'idrogeno.

In ambito elettrico, un intervento di rilievo è stato l'adozione, nel dicembre 2025, dell'*European Grids Package*, che comprende proposte legislative e atti di indirizzo finalizzati al potenziamento delle reti europee di trasmissione e distribuzione. Il pacchetto introduce misure per la revisione del regolamento (UE) 2022/869 (regolamento TEN-E), per l'accelerazione delle procedure autorizzative e per il miglioramento del coordinamento nella pianificazione infrastrutturale, accompagnate da orientamenti su connessioni con la rete e sull'impiego dei contratti per differenza a due vie. Parallelamente, nel 2025 la Commissione ha avviato un *fitness check* sulle norme europee relative alla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e gas, con l'obiettivo di predisporre nel 2026 una revisione organica del quadro regolatorio sulla sicurezza di sistema. È inoltre proseguita l'attuazione delle riforme del *market design* adottate nel 2024, con l'avvio di iniziative sulle barriere ai *Power Purchase Agreement* (PPA) e sull'armonizzazione degli strumenti di protezione dalla volatilità dei prezzi.

La Commissione europea, nel mese di giugno, ha avviato la procedura di comitatologia di cui al regolamento (UE) 182/2011 per la revisione del regolamento (UE) 2015/1222 (CACM), che disciplina il funzionamento del mercato elettrico europeo del giorno prima e infragiornaliero.

Per quanto riguarda il gas, la Commissione ha promosso misure dirette a rafforzare la resilienza del sistema europeo, tra cui l'approvazione del regolamento per il *phase out* delle importazioni di gas russo, attuato nel 2025, e la facilitazione di iniziative regionali e accordi tripartiti nel contesto della cooperazione energetica del Mare del Nord, finalizzati al potenziamento delle interconnessioni e alla gestione coordinata delle infrastrutture transfrontaliere.

Nel corso del 2025 la Commissione europea ha avviato la procedura di comitatologia finalizzata alla revisione del regolamento (UE) 2017/459 sui meccanismi di allocazione della capacità nei sistemi di trasporto del gas naturale (cosiddetto codice di rete CAM).

Sul piano infrastrutturale, nel dicembre 2025 la Commissione ha pubblicato la nuova lista dei progetti di interesse comune e di interesse reciproco (PCI/PMI), comprendente 235 iniziative, incluse proposte di sviluppo di reti gas idrogeno e progetti di modernizzazione delle reti elettriche e gas a livello europeo.

In ambito idrogeno, il 2025 ha rappresentato un anno di consolidamento del quadro regolatorio definito nel pacchetto legislativo approvato nel 2024. La Commissione ha inserito elementi strategici per lo sviluppo delle reti

e della futura dorsale europea dell'idrogeno, integrando nel *Grids Package* interventi per la pianificazione delle infrastrutture H_2 e prevedendo un approccio coordinato per la loro realizzazione, anche attraverso i progetti selezionati nella lista PCI/PMI, che include 100 iniziative specificamente dedicate all'idrogeno. L'anno ha altresì visto un crescente impegno verso la definizione di criteri armonizzati per l'accesso alle reti idrogeno e per la gestione integrata della pianificazione elettricità gas idrogeno.

Nel complesso, le iniziative della Commissione del 2025 si sono concentrate sulla modernizzazione delle reti energetiche europee, sulla sicurezza degli approvvigionamenti e sulla realizzazione di un quadro regolatorio coerente per l'energia elettrica, il gas e l'idrogeno, a supporto degli obiettivi di decarbonizzazione e competitività dell'Unione europea.

Cooperazione dell'Autorità con le altre autorità di regolazione, ACER e CEER

L'Autorità da anni collabora attivamente con gli altri regolatori europei, sia in modalità multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le piattaforme regionali previste dai regolamenti europei per il mercato elettrico, sia attraverso incontri bilaterali per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse, in particolare con i regolatori dei Paesi confinanti.

Nel 2025, oltre alle attività già consolidate relative ai codici di rete e alle linee guida derivanti dal Terzo Pacchetto Energia e dal *Clean Energy Package*, si è intensificata la partecipazione ai processi europei connessi con i nuovi atti legislativi adottati nel 2024 e ora in fase di attuazione. In particolare, è proseguito il confronto con la Commissione europea, ACER e le altre autorità nazionali nell'ambito dell'attuazione del pacchetto su gas rinnovabili e idrogeno (direttiva 2024/1788 e regolamento 2024/1789), che assegna nuovi compiti ai regolatori in materia di pianificazione integrata delle reti, governance dei futuri gestori di rete dell'idrogeno e sviluppo dei mercati dedicati. Nel settore elettrico, ARERA ha contribuito ai lavori europei relativi all'implementazione delle riforme del *market design* elettrico, che nel 2025 hanno riguardato in particolare i meccanismi di capacità, la protezione dei consumatori e la resilienza dei mercati di bilanciamento, anche in coordinamento con ACER e le iniziative sulle piattaforme europee per lo scambio dell'energia di bilanciamento (PICASSO e MARI). È proseguito, inoltre, il confronto regolatorio sulla piena applicazione della "70% rule" ex art. 16 del regolamento (UE) 2019/943, anche alla luce dei report di monitoraggio 2025 pubblicati da ACER, che evidenziano i benefici derivanti dall'aumento della capacità disponibile per gli scambi transfrontalieri e dall'evoluzione delle metodologie di calcolo della capacità nelle diverse CCR europee. Parallelamente, a seguito dell'entrata in vigore della revisione del regolamento REMIT (regolamento 2024/1106), nel 2025 sono stati avviati i primi confronti tecnici tra autorità nazionali e ACER per l'adeguamento degli obblighi di registrazione, reporting e sorveglianza del mercato, anche alla luce dell'aggiornamento delle Q&A e delle prime relazioni ACER sulle segnalazioni STOR (Suspicious Transaction and Order Report) e sull'enforcement coordinato. Infine, l'Autorità ha partecipato ai lavori europei relativi allo sviluppo delle infrastrutture energetiche strategiche, in particolare al nuovo ciclo di monitoraggio dei Progetti di Interesse Comune e di Interesse Reciproco (PCI/PMI) pubblicato da ACER nel 2025 e alla preparazione della lista 2025 prevista dal regolamento TEN-E, con focus su avanzamento delle opere, *permitting* e coerenza dei piani di sviluppo delle reti.

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia (ACER)

L'ACER è l'Agenzia istituita con il Terzo pacchetto energia per favorire la cooperazione fra le autorità di regolazione dei Paesi comunitari e assisterle "nell'esercizio, a livello comunitario, delle funzioni di regolazione svolte negli Stati membri". L'assetto di funzionamento è attualmente disciplinato dal regolamento (UE) 2019/942, che ha apportato alcune novità relative alla governance e alle competenze dell'Agenzia. In particolare, ACER è ora responsabile di tutte le decisioni inerenti agli atti implementativi dei codici di rete aventi carattere paneuropeo: tali proposte sono, ora, direttamente inviate all'Agenzia (e non più a tutti i regolatori dell'Unione europea) che si esprime con una propria decisione entro sei mesi dalla ricezione. Rimane, invece, immutata la competenza delle autorità di regolazione con riferimento agli atti implementativi di competenza regionale. ACER è altresì competente per l'adozione di una serie di metodologie ai sensi del regolamento (UE) 2019/943 inerenti all'adeguatezza del sistema e i compiti dei Regional Coordination Centres.

A livello organizzativo, nel 2025 l'Agenzia ha visto importanti cambiamenti ai propri vertici. Il Direttore Christian Zinglersen ha lasciato l'incarico il 15 ottobre 2025 per assumere un nuovo ruolo presso la Banca europea per gli investimenti; a seguito della sua uscita, il Consiglio di amministrazione ha nominato Volker Zuleger Direttore *ad interim*, in carica dal 16 ottobre 2025, fino alla conclusione della procedura di selezione del nuovo Direttore.

Nel Comitato dei regolatori (Board of Regulators – BoR), composto dai rappresentanti delle autorità nazionali dei 27 Stati membri, Clara Poletti ha concluso il proprio mandato ed è stata sostituita il 17 settembre 2025 da Emmanuelle Wargon, Presidente della Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), mentre George Niculescu (ANRE, Romania) è stato nominato Vicepresidente.

Il Direttore propone le decisioni che l'Agenzia intende adottare al BoR che esprime un parere vincolante a maggioranza qualificata dei 2/3: con il regolamento (UE) 2019/942 i membri del BoR possono altresì formulare emendamenti alle proposte del Direttore che, se approvati a maggioranza qualificata, devono essere tenuti in considerazione dal Direttore stesso. L'Agenzia ha anche un Board of Appeal, organo giurisdizionale di primo livello, competente per la disamina degli appelli presentati contro le decisioni adottate dall'Agenzia stessa.

Nel 2025, le attività dell'Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia (ACER) si sono sviluppate lungo le principali linee d'intervento definite nel *Single Programming Document 2025-2027*, orientate a garantire un funzionamento integrato, sicuro e trasparente del mercato interno dell'energia. In tale quadro, l'Agenzia ha proseguito l'azione di monitoraggio e supervisione dei mercati elettrici e del gas dell'Unione europea, approfondendo l'analisi dei mercati all'ingrosso, delle infrastrutture, della sicurezza degli approvvigionamenti e del livello di integrazione degli scambi transfrontalieri.

Un ambito rilevante dell'attività annuale ha riguardato l'attuazione delle nuove competenze derivanti dai pacchetti legislativi adottati nel 2024, in particolare la riforma del disegno del mercato elettrico e il pacchetto su gas rinnovabili e idrogeno, che attribuiscono ad ACER compiti di supervisione su reti e mercati in via di sviluppo, nonché responsabilità connesse con la governance dei futuri sistemi dedicati all'idrogeno. Parallelamente, l'Agenzia ha ulteriormente rafforzato gli strumenti di vigilanza sull'integrità e trasparenza dei mercati all'ingrosso, aggiornando la propria guida applicativa a seguito della revisione del regolamento REMIT e coordinando l'attività delle autorità nazionali in materia di segnalazioni, controlli e enforcement.

Nel corso dell'anno ACER ha inoltre proseguito l'attività di indirizzo e verifica nell'ambito delle piattaforme europee di bilanciamento, valutando gli emendamenti ai quadri di implementazione e monitorando lo stato di accesso dei gestori di rete europei. Per quanto riguarda le infrastrutture, l'Agenzia ha avviato il nuovo ciclo di monitoraggio dei Progetti di Interesse Comune e dei Progetti di Interesse Reciproco (PCI/PMI), contribuendo, altresì, al processo di selezione della lista 2025 nell'ambito del regolamento TEN-E.

Complessivamente, le attività svolte nel 2025 confermano il ruolo dell'Agenzia nel promuovere la coerenza regolatoria tra Stati membri, migliorare l'integrazione dei mercati energetici europei e supportare l'attuazione del quadro normativo volto alla transizione energetica.

L'Autorità da diverso tempo collabora attivamente con ACER: in particolare nel corso del 2025 ARERA ha visto i propri rappresentanti in qualità di responsabili di specifiche task force relative al settore elettrico (*system operation*, infrastrutture, idrogeno) e ha partecipato attivamente alla discussione nei vari gruppi di lavoro fornendo suggerimenti e commenti.

ACER Market Monitoring

Ai sensi dell'art. 15 del regolamento (UE) 2019/942, nel corso del 2025 l'Autorità ha proseguito la collaborazione con ACER e con il CEER per la raccolta, validazione e trasmissione dei dati necessari alla predisposizione dei *Market Monitoring Report* (MMR), pubblicati con cadenza annuale e articolati in volumi tematici. Il monitoraggio – effettuato in conformità alla strategia ACER di "*implementation and effect monitoring*" – ha l'obiettivo di valutare il grado di integrazione dei mercati energetici europei, il corretto funzionamento della concorrenza e l'efficacia delle regole del mercato interno dell'energia.

Nel 2025 l'attività di monitoraggio ha riguardato un insieme ampliato e sempre più strutturato di ambiti, in linea con l'evoluzione del perimetro analitico delineato da ACER. Secondo quanto pubblicato dall'Agenzia, i volumi 2025 del *Market Monitoring Report* hanno coperto:

- i mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas, con approfondimenti anche sul funzionamento dei mercati *spot, forward* e sulle dinamiche legate alla volatilità dei prezzi;
- lo sviluppo del mercato del GNL, con analisi sull'evoluzione dei flussi, della liquidità e del ruolo sempre più centrale del GNL nella sicurezza energetica europea;
- la disponibilità di capacità transfrontaliera e la gestione delle congestioni, inclusi i progressi e le criticità nell'uso delle interconnessioni, tema particolarmente rilevante alla luce dei costi di congestione elevati registrati negli ultimi anni;
- il grado di integrazione dei mercati elettrici, con particolare riferimento al *coupling day-ahead* e *intraday* e al funzionamento delle piattaforme europee di bilanciamento (PICASSO per aFRR e MARI per mFRR), per le quali ACER evidenzia una partecipazione ancora incompleta da parte dei TSO europei;
- la sicurezza della fornitura elettrica, con focus su adeguatezza del sistema, dinamiche della domanda, ruolo delle interconnessioni e analisi dei meccanismi di remunerazione della capacità;

- le barriere alla partecipazione delle risorse distribuite, incluse le risorse non programmabili, i sistemi di accumulo e la risposta della domanda, con particolare attenzione ai segnali di prezzo e agli ostacoli di natura regolatoria e tecnica;
- i mercati retail e la tutela dei consumatori, ambito monitorato congiuntamente da ACER e CEER, che nel 2025 ha dedicato un approfondimento alla remunerazione della flessibilità e agli strumenti contrattuali innovativi ("*Rewarding Flexibility*");
- lo sviluppo delle infrastrutture elettriche, incluso l'avanzamento degli investimenti essenziali per ridurre le congestioni e facilitare la transizione energetica, tema su cui ACER ha segnalato progressi non uniformi tra gli Stati membri;
- l'emergente mercato dell'idrogeno, per il quale il monitoraggio ACER ha avviato per la prima volta una raccolta sistematica di dati e indicatori, in coerenza con il nuovo quadro normativo europeo sui mercati del gas rinnovabile e dell'idrogeno.

Negli ultimi anni ACER ha inoltre progressivamente modificato la modalità di pubblicazione del *Market Monitoring Report*, adottando un approccio modulare e multi-volume con rilasci scaglionati nel corso dell'anno. Tale scelta riflette il crescente livello di dettaglio delle analisi, l'ampliamento delle aree coperte dal monitoraggio e la necessità di rendere disponibili più rapidamente i risultati relativi ai singoli segmenti di mercato.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER)

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei Paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di UK, Norvegia, Islanda e, in qualità di osservatori, di Albania, Svizzera, Montenegro, Macedonia del Nord, Kosovo, Moldavia, Bosnia ed Erzegovina, Georgia e Serbia. Da dicembre 2018 il ruolo di Presidente è svolto da Annegret Groebel, Capo dipartimento dell'autorità di regolazione tedesca.

In particolare, nel 2025 il CEER ha proseguito le proprie attività in coerenza con la strategia pluriennale *Empowering Consumers for the Energy Transition 2022-2025*, orientata alla promozione di un assetto regolatorio capace di sostenere la transizione energetica, rafforzando al contempo la tutela dei consumatori e il buon funzionamento dei mercati. Nell'ambito del *Work Programme 2025*, l'associazione ha operato lungo tre direttrici principali: integrazione efficiente dei sistemi energetici e delle infrastrutture, regolazione dinamica e centrata sul consumatore, mercati ben funzionanti.

Tra le attività realizzate nel 2025 rientrano, in primo luogo, iniziative volte a favorire lo sviluppo di infrastrutture sostenibili e l'integrazione dei sistemi energetici, con analisi e linee guida su connessioni di rete, flessibilità, digitalizzazione e pianificazione coordinata. Un secondo pilastro ha riguardato il rafforzamento della regolazione a tutela dei consumatori, con particolare attenzione alla comparabilità delle offerte, all'evoluzione degli strumenti di partecipazione attiva (tra cui comunità energetiche ed *energy sharing*), alla protezione dei clienti vulnerabili e alle condizioni di trasparenza nel retail. Parallelamente, il CEER ha sviluppato lavori su temi trasversali quali *data governance, cybersecurity* e qualità dei servizi, in coerenza con il crescente ruolo dei dati e della digitalizzazione nei mercati energetici.

Un ulteriore ambito di intervento ha riguardato il supporto al buon funzionamento dei mercati all'ingrosso, con analisi su innovazioni di mercato, monitoraggio delle dinamiche concorrenziali e contributi alle discussioni europee in materia di sicurezza dell'approvvigionamento ed evoluzione del disegno di mercato. Le attività hanno incluso la produzione di report tematici (14 nell'anno) e l'organizzazione di momenti di confronto e formazione rivolti alle Autorità nazionali di regolazione, al fine di favorire la diffusione di buone pratiche e il coordinamento regolatorio a livello europeo.

Nel complesso, il lavoro svolto dal CEER nel 2025 ha contribuito a rafforzare il ruolo dei regolatori nazionali nel processo di attuazione della normativa europea in materia di energia, sostenendo un approccio coerente tra Paesi membri e promuovendo una transizione energetica centrata sui consumatori, sull'efficienza delle infrastrutture e sull'affidabilità dei mercati.

Il CEER è altresì promotore di diversi corsi, aperti sia ai propri membri sia ai partecipanti esterni, per i quali il personale ARERA è spesso coinvolto in qualità di docente.

Attività europee nei settori dell'ambiente

Attività di coordinamento nel settore dei rifiuti urbani

L'avvio di relazioni istituzionali con Organismi comunitari in materia di rifiuti urbani origina dall'avvertita necessità di aprire un dialogo con la Commissione europea sugli sviluppi della normativa ambientale, con particolare riferimento all'evoluzione del c.d. "*Pacchetto Economia circolare*", e sui loro possibili impatti sulle attività di regolazione proprie dell'Autorità. Il relativo progetto di comunicazione istituzionale, che negli anni ha dato luogo a incontri di Vertice e bilaterali su temi di reciproco interesse tra Uffici dell'Autorità e rappresentanti della Commissione, è evoluto, a seguito di valutazioni sulla possibile maggiore efficacia del dialogo interistituzionale in collaborazione con le autorità nazionali omologhe, nell'attivazione e nel coordinamento, da parte di questa Autorità di regolazione, del Gruppo dei Regolatori europei dei rifiuti urbani, formato dai membri di WAREG con anche attribuzioni nel settore dei rifiuti (Grecia, Italia, Lettonia, Lituania, Portogallo, Romania e Ungheria).

L'attivazione del Gruppo dei Regolatori, il cui obiettivo è, da un lato, favorire lo scambio di informazioni, aggiornamenti e buone pratiche in un settore a elevata complessità e diversità dei quadri legislativi nazionali e, dall'altro, costituire i regolatori come "*stakeholder*" affidabili per le istituzioni comunitarie, è apparsa opportuna a seguito dell'accelerazione, in anni recenti, dei processi legislativi e regolamentari comunitari in materia di rifiuti urbani.

Si tratta di un contesto che richiede ai regolatori di comprendere gli sviluppi comunitari, possibilmente anticipandone gli effetti sulle attività istituzionali, e di affermare il ruolo della regolazione indipendente come strumento di perseguimento degli obiettivi ambientali, a maggior ragione da quando, a fine 2024, l'insediamento della nuova Commissione europea ha segnato l'inizio di un nuovo e più centrale impulso all'economia circolare, anche attraverso la creazione di un mercato interno dei rifiuti riciclabili e l'introduzione di incentivi per gli investimenti privati, temi d'elezione per un dibattito incentrato sulla razionalità economica della gestione dei rifiuti, in cui è ragionevole attendersi un contributo significativo dei regolatori.

Col coordinamento dell'Autorità nazionale italiana, il Gruppo dei Regolatori europei dei rifiuti urbani ha organizzato una serie di seminari congiunti con rappresentanti della Commissione europea, finalizzati a fornire elementi tecnici e informativi a supporto dei processi decisionali in materia di economia circolare, e a costruire un rapporto di collaborazione con gli Uffici dei co-legislatori comunitari. Il Gruppo ha organizzato, il 9 aprile 2025, un seminario sui sistemi di responsabilità estesa del produttore, con presentazione di dati e analisi sulle prestazioni ambientali ed economiche nei sistemi nazionali e una prima comparazione su scala europea; l'8 maggio 2025, un incontro bilaterale riservato tra regolatori e Commissione, in cui sono stati anticipati ed esaminati i temi principali oggetto della consultazione pubblica, in via d'elaborazione, sull'Atto Economia circolare, un capitolo fondamentale del piano di lavoro della Commissaria all'Ambiente Roswall, destinato a tradurre in normativa i piani della nuova Commissione in merito all'accelerazione del tasso di circolarità dell'economia europea.

L'incontro-seminario dell'8 maggio si segnala come punto d'arrivo di un processo di progressiva diffusione della percezione della regolazione economica come strumento di realizzazione dell'economia circolare in condizioni di efficienza economica, nonché come riconoscimento del ruolo consultivo dei regolatori nei meccanismi decisionali comunitari. Nel corso dell'evento, la Commissione ha invitato i regolatori a prendere parte alla consultazione formale sia collettivamente sia individualmente.

Alla consultazione formale, avviata il 1° agosto 2025 e centrata su temi largamente coincidenti con quelli affrontati nei seminari congiunti (efficienza dei mercati delle materie prime seconde, *governance* degli EPR, criteri "*End of Waste*", efficienza globale della gestione dei rifiuti urbani quale contributo al riciclo in termini di produzione di rifiuti riciclabili di migliore qualità al minor costo), sia l'Autorità sia il Gruppo dei Regolatori hanno partecipato con contributi scritti.

La partecipazione alla consultazione, terminata il 6 novembre 2025, ha consentito ai regolatori di porre all'attenzione del colegislatore europeo il contributo potenziale della regolazione economica allo sviluppo dell'Economia circolare in condizioni di maggiore efficienza, efficacia e trasparenza. I regolatori affermano che la normativa in formazione sull'Economia circolare dovrebbe affiancare agli obiettivi ambientali, dati e condivisi, strumenti dettati da razionalità economica. In questo senso, la ricercata maggior diffusione dei materiali riciclati (MPS) dovrebbe essere sostenuta da elementi di efficienza nei costi (produrre MPS a costi efficienti significa aumentarne la diffusione sul mercato). Si pone l'accento, altresì, sulla trasparenza nei conti, nei risultati e nel rapporto tra operatori e cittadini/istituzioni.

Il 3 dicembre 2025 il Gruppo dei Regolatori ha incontrato a Bruxelles la Commissione europea per una discussione sulle posizioni espresse in consultazione. Ne è emerso l'invito ai regolatori ad approfondire aspetti tecnici e a presentare proposte puntuali nel contesto del processo di elaborazione della normativa, la cui definizione è prevista nella seconda metà del 2026.

Settore idrico

Nel corso del 2025, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ha continuato a svolgere un ruolo centrale nell'ambito di WAREG, l'associazione europea dei regolatori del settore idrico, contribuendo al consolidamento della stessa, quale piattaforma europea di cooperazione regolatoria e di confronto tecnico-istituzionale

tra autorità competenti in materia di regolazione economica dei servizi di acqua potabile e di trattamento delle acque reflue urbane. In tale contesto, l'Autorità ha continuato a garantire il funzionamento del Segretariato di WAREG, che ha sede a Milano presso l'Autorità, nonché a sostenere, anche attraverso il presidio istituzionale di Bruxelles, il coordinamento delle attività associative, la preparazione dei documenti di lavoro e la condivisione sistematica di analisi e informazioni tra i membri.

Nel 2025 WAREG ha riunito 25 membri e 11 osservatori, confermando il proprio ruolo quale sede stabile di cooperazione regolatoria a livello europeo. L'azione si è sviluppata, in particolare, lungo tre direttrici. La prima ha riguardato il contributo dei regolatori economici all'attuazione della normativa europea nel settore idrico, promuovendo all'interno dell'associazione un confronto strutturato sulle principali direttive europee di settore e sulle relative implicazioni regolatorie. La seconda si è concentrata sul rafforzamento di strumenti comuni di *benchmarking*, fondati sulla raccolta e comparazione di dati, indicatori e metodologie tariffarie nazionali. La terza si è focalizzata sulla crescente centralità del tema della resilienza del settore idrico, anche alla luce dell'interdipendenza tra sicurezza delle infrastrutture idriche, costi energetici, continuità del servizio e sostenibilità degli investimenti. Tali priorità risultano coerenti con il programma di lavoro 2025–2026 approvato dall'Assemblea generale nel mese di aprile 2025 e con il successivo piano strategico 2026–2028 adottato nel dicembre dello stesso anno.

Nel corso dell'anno, l'Autorità ha contribuito, attraverso il Segretariato di WAREG, al coordinamento delle attività dell'associazione e al supporto tecnico e organizzativo ai suoi organi. In tale quadro si collocano la predisposizione e la circolazione di documenti di lavoro, il supporto alle Assemblee generali e ai *Working group*, nonché l'attività di condivisione di informazioni, newsletter periodiche, report e analisi sugli sviluppi legislativi di interesse per il settore idrico europeo.

Nel 2025 WAREG si è riunita in tre occasioni in sede di Assemblea generale.

La 34ª Assemblea generale, svoltasi il 2 e 3 aprile 2025 a Jūrmala, in Lettonia, ha approvato il programma di lavoro 2025–2026, incentrato su cooperazione regolatoria, relazioni istituzionali europee, comunicazione, *governance* interna e sviluppo di attività tecniche attraverso i *working group*. Nella medesima sede è stato inoltre approvato il rafforzamento della struttura del Segretariato, anche mediante nuove figure in *secondment* provenienti dai membri, ed è stato confermato lo svolgimento a Bruxelles, il 4 dicembre 2025, della quarta edizione del *European Forum on Regulation of Water Services*.

Nel corso della 35ª Assemblea generale, tenutasi ad Atene il 18 e 19 giugno 2025, oltre a un approfondimento dedicato al settore idrico greco e al ruolo del nuovo regolatore nazionale, l'Assemblea ha ospitato un confronto di particolare rilievo sui profili di resilienza del settore idrico alla luce delle interruzioni di fornitura energetica in Europa. Dalla discussione è emersa con evidenza la crescente necessità di integrare la resilienza infrastrutturale e operativa delle utilities idriche nei quadri di pianificazione, nei meccanismi tariffari e negli strumenti di coordinamento tra settori. Nella stessa sede, l'Assemblea ha inoltre esaminato la strategia europea per la resilienza idrica e le relative implicazioni per il ruolo dei regolatori.

Durante la 36ª Assemblea generale, svoltasi a Bruxelles il 3 dicembre 2025, presso il *Council of European Energy Regulators* (CEER), è stato approvato il piano strategico triennale 2026–2028, che individua tra le priorità dell'associazione il rafforzamento delle relazioni istituzionali europee, il consolidamento della cooperazione tecnica

tra regolatori, lo sviluppo di studi specialistici e il perseguimento della sostenibilità finanziaria dell'associazione. Sempre nella medesima riunione, l'Assemblea ha approvato l'ingresso della Slovacchia quale nuovo membro.

Nel 2025 ARERA ha inoltre sostenuto, nell'ambito di WAREG, lo sviluppo dei quattro *Working group* tematici attivati sui principali temi emergenti per la regolazione del settore idrico in Europa: *Key Performance Indicators* (KPIs), *Tariffs, Drinking Water Directive* (DWD) e *Urban Wastewater Treatment Directive* (UWWTD).

Per quanto riguarda il Working group on KPIs, a partire dal precedente lavoro ricognitivo svolto da WAREG, che aveva evidenziato l'esistenza di un numero molto elevato di indicatori nazionali non immediatamente comparabili a livello europeo, il gruppo ha avviato una raccolta dati strutturata presso i membri e ha lavorato alla definizione di una prima suite di indicatori comuni. Le discussioni sviluppate nel corso delle Assemblee di giugno e dicembre hanno messo in luce sia il valore di tale esercizio per il rafforzamento della regolazione basata su evidenze, sia le criticità connesse con la disponibilità, affidabilità e omogeneità metodologica dei dati raccolti. A fine 2025 il gruppo risultava orientato verso la definizione di 13 indicatori comuni articolati in sei aree, con prospettiva di pubblicazione del report finale nel 2026.

Con riferimento al Working group on tariffs, l'Autorità ha contribuito al lavoro di aggiornamento del *benchmark report* WAREG 2019 sulle tariffe dei servizi idrici e reflui, ampliandone l'impianto analitico per tenere conto degli effetti dell'inflazione, dei costi energetici e dei profili di *affordability*. Nel corso del 2025 il gruppo ha lavorato alla revisione del questionario di rilevazione, alla raccolta delle risposte dei membri e alla progressiva sistematizzazione di un quadro comparativo europeo. Le discussioni svolte in Assemblea hanno evidenziato differenze rilevanti tra i modelli regolatori utilizzati nei diversi Paesi, inclusi approcci *cost-plus*, *price cap* e *revenue cap,* nonché diversità nell'integrazione dei *business plan*, nella distinzione tra utenze domestiche e non domestiche e nelle soglie di sostenibilità della spesa per gli utenti. Il lavoro svolto nel 2025 costituirà la base del report finale atteso nel 2026.

Con riguardo al Working group on drinking water directive, ARERA ha sostenuto, attraverso il Segretariato di WAREG, l'attività di analisi dello stato di attuazione della direttiva (UE) 2020/2184 tra i membri dell'associazione, con particolare riguardo a standard di qualità, sistemi di monitoraggio, approccio *risk-based*, materiali a contatto con l'acqua, riduzione delle perdite, strumenti di informazione ai consumatori e accesso all'acqua per gruppi vulnerabili. Nel 2025 il gruppo ha predisposto e reso disponibile un questionario strutturato, consolidandone i primi risultati e delineando un quadro delle principali criticità applicative, tra cui i costi di conformità per nuovi parametri di qualità e la necessità di maggiore armonizzazione tra sistemi nazionali. Anche in questo caso, il lavoro sviluppato nel 2025 confluirà in un report dedicato previsto nel 2026.

Il Working group on urban wastewater treatment directive ha infine sviluppato nel 2025 due linee di lavoro di particolare rilievo: da un lato, è proseguita l'analisi degli impatti economici della direttiva rifusa sul trattamento delle acque reflue urbane; dall'altro, è stato promosso uno studio specifico sui modelli di *Extended Producer Responsibility* (EPR) applicabili al settore refluo, con l'obiettivo di formulare raccomandazioni utili all'integrazione di tali meccanismi nei quadri regolatori nazionali. Anche per questo *Working group* il report finale è atteso nel 2026.

Un momento particolarmente rilevante dell'attività 2025 di WAREG è stato rappresentato dalla quarta edizione del *European Forum on Regulation of Water Services*, tenutasi a Bruxelles il 4 dicembre 2025 presso il Royal

Museums of Fine Arts of Belgium. Il Forum ha esaminato il modo in cui la regolazione europea del settore idrico traduce nella pratica gli obiettivi europei di resilienza, competitività e sostenibilità, attraverso tre panel dedicati rispettivamente ai quadri tariffari per la resilienza, al *performance benchmarking* e agli indicatori di performance, nonché ai meccanismi di responsabilità estesa del produttore nel settore delle acque reflue.

Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione europea

Nel 2025 l'Autorità ha ulteriormente consolidato il proprio ruolo quale punto di riferimento a livello internazionale, ribadendo l'impegno nel promuovere cooperazione e collaborazione per favorire lo scambio di *best practice* e competenze tecniche e istituzionali, sia in ambito bilaterale sia multilaterale.

Alla luce delle trasformazioni in atto e delle sfide che continuano a interessare il comparto energetico, le aree del Mediterraneo e dei Balcani si confermano nel 2025 di rilevanza strategica per il sistema energetico nazionale.

Mercato dell'energia nei Paesi del Sud-Est Europa

Con l'obiettivo di sostenere il processo di integrazione tra i mercati energetici europei e quelli dei Balcani, nel 2025 l'Autorità ha continuato a sviluppare le attività avviate negli anni precedenti, partecipando ai lavori dell'*Energy Community Regulatory Board* (ERCB), proseguendo la propria attività di coordinamento e di supporto all'attuazione dell'acquis comunitario da parte delle Parti contraenti del Trattato dell'Energy community.

In occasione dell'Athens Forum del giugno 2025, la Commissione europea ha fornito chiarimenti in merito alla procedura di validazione della trasposizione dell'*Electricity Integration Package* (EIP) nelle Parti Contraenti. Al Segretariato dell'Energy Community è stato affidato il compito di raccogliere le tabelle di concordanza e di svolgere una valutazione preliminare della conformità delle normative nazionali ai requisiti dell'EIP. La valutazione conclusiva è invece effettuata dalla Commissione europea. Quest'ultima ha inoltre indicato due ulteriori condizioni per l'integrazione dei mercati elettrici delle Parti Contraenti con quello dell'Unione europea: l'approvazione del piano di integrazione dei NEMO dell'Energy Community nei meccanismi operativi del *market coupling* europeo e l'entrata in operatività delle nuove regioni per il calcolo della capacità, composte congiuntamente da Stati membri e Parti Contraenti del Trattato.

Nel 2025 sono altresì proseguiti i lavori del gruppo di implementazione del progetto di *market coupling* tra Italia e Montenegro, istituito nel 2024 da ARERA, REGAGEN (l'autorità di regolazione montenegrina), TERNA e CGES (gestore del sistema di trasmissione del Montenegro), che si sono concentrati sulla definizione della roadmap che dovrebbe condurre all'integrazione del mercato elettrico montenegrino con quello italiano entro il 2028, anche in relazione all'interconnessione elettrica esistente tra i due Paesi, nonché sull'elaborazione delle metodologie regionali che i gestori di rete dovranno sottoporre all'approvazione delle autorità di regolazione successivamente al completamento della trasposizione dell'EIP in Montenegro, conformemente a quanto previsto dal regolamento CACM adottato nell'ambito dell'Energy Community.

Attività della Balkan Energy School – BES

Nel 2025 la Balkan Energy School (BES)[1] ha rafforzato il proprio ruolo di hub regionale per la regolazione energetica, il dialogo politico e il *capacity building* nel Sud-Est Europa.

Le attività sono state sostenute dal fondo della *Central European Initiative* (CEI) presso la Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo, nell'ambito del programma *Know-How Exchange Programme* (KEP).

Nel 2025 sono stati organizzati quattro seminari internazionali, è stato avviato un nuovo progetto pluriennale sui mercati del gas naturale e sono state rafforzate le collaborazioni con istituzioni e *stakeholder* energetici.

Il seminario, svoltosi a Podgorica il 13 marzo, è stato dedicato ai mercati elettrici *forward* e al loro ruolo nella stabilizzazione dei prezzi e nel sostegno alla transizione energetica. Il confronto ha messo in luce come i mercati a termine rappresentino uno strumento essenziale per la gestione del rischio e per il finanziamento degli investimenti in fonti rinnovabili, soprattutto in un contesto caratterizzato da forte volatilità e incertezza geopolitica. Particolare attenzione è stata riservata all'esperienza italiana nella gestione delle congestioni e nel modello multi-zonale, nonché alla revisione delle linee guida europee sulla *Forward Capacity Allocation* (FCA). Sono stati inoltre analizzati strumenti innovativi come *Financial Transmission Right* (FTR), *Contracts for Difference* (CfD) e *Virtual Hub*. Dal dibattito è emersa con chiarezza la necessità di rafforzare l'integrazione e la liquidità dei mercati forward europei, garantendo al contempo un adeguato livello di tutela per gli operatori di minori dimensioni.

Il seminario, tenutosi a Tirana l'8 aprile, ha segnato l'avvio di un nuovo filone di lavoro dedicato al gas naturale, nell'ambito del progetto "*EU Natural Gas Markets*". È stato il primo appuntamento interamente focalizzato sulla regolazione dei mercati del gas, affrontando in modo sistematico il funzionamento dei meccanismi di domanda e offerta, il ruolo degli *hub* e i principali *driver* di prezzo. Ampio spazio è stato dedicato alla regolazione delle infrastrutture e delle tariffe di trasporto, alle prospettive di decarbonizzazione attraverso l'integrazione di idrogeno e gas rinnovabili, nonché ai temi della sicurezza degli approvvigionamenti, con particolare riferimento a LNG e stoccaggi. Il seminario ha ribadito l'importanza dell'allineamento agli standard normativi dell'Unione europea come condizione essenziale per favorire l'integrazione dei mercati e sostenere il percorso di adesione dei Paesi balcanici.

Il seminario, organizzato a Skopje il 24 settembre, ha analizzato i recenti blackout che hanno interessato diversi sistemi elettrici europei e balcanici, evidenziando come fattori tecnici, operativi e regolatori siano strettamente interconnessi nella gestione delle crisi di sistema. Sono emerse la necessità di una più efficace gestione della vegetazione, dell'adozione di strumenti di monitoraggio e osservabilità più avanzati, del rafforzamento delle risorse di flessibilità e degli investimenti in reti digitali, moderne e resilienti. Il confronto ha contribuito a tradurre l'esperienza degli eventi critici in indicazioni operative per migliorare la stabilità e la sicurezza delle reti.

1 La BES riunisce le autorità nazionali di regolazione di Albania (ERE), Bosnia-Erzegovina (SERC), Grecia (RAEEY), Kosovo (ERO), Italia (ARERA), Montenegro (REGAGEN) e Macedonia del Nord (ERC), con la Serbia (AERS) come osservatore. La sua missione è potenziare le competenze regolatorie, favorire l'integrazione dei mercati e sostenere l'allineamento dei sistemi energetici balcanici alla normativa dell'Unione europea e agli obiettivi di decarbonizzazione. La BES è guidata da ARERA che, sin dalla sua costituzione nel 2022, ne detiene la presidenza.

Il seminario, svoltosi a La Spezia il 7 ottobre, ha approfondito il tema della regolazione delle infrastrutture gas nel quadro del *Gas & Hydrogen Package* europeo, concentrandosi sulle regole di accesso non discriminatorio alle reti, sull'evoluzione dei codici di rete, sulla trasparenza e riflessività delle tariffe e sui principali modelli regolatori – dal cost-plus ai sistemi incentivanti, fino all'approccio TOTEX. Particolare rilievo è stato attribuito alla preparazione delle reti alla futura integrazione dell'idrogeno e alla necessità di coniugare efficienza degli investimenti e sostenibilità economica. Il programma si è arricchito di una visita tecnica al terminale LNG di Panigaglia, che ha offerto ai partecipanti un riscontro concreto sulle tematiche legate alla sicurezza degli approvvigionamenti.

Tra maggio e giugno è stato organizzato un corso online articolato in cinque sessioni dedicate allo sviluppo delle *soft skill* per migliorare competenze comunicative, capacità di ascolto attivo, gestione del confronto e formulazione di feedback costruttivi.

Il 19 novembre, a Bruxelles, si è svolto il primo incontro con il Consiglio dei regolatori europei dell'energia (CEER).

Le iniziative hanno promosso un intenso trasferimento di conoscenze nei settori elettrico e gas, sostenendo l'adozione di modelli regolatori innovativi – come il TOTEX, il *revenue cap* e meccanismi incentivanti orientati alla qualità del servizio – e contribuendo a rafforzare la resilienza dei sistemi energetici. Parallelamente, è proseguito il percorso di allineamento all'acquis europeo, consolidando il ruolo della BES come partner affidabile nel processo di integrazione e transizione energetica.

Nel 2025 sono stati elaborati report nazionali in stretta collaborazione con le autorità di regolazione membri, tra cui ARERA, ERE, SERC, RAAEY, REGAGEN ed ERC, che hanno messo in evidenza sviluppi significativi nei diversi contesti nazionali: dall'integrazione dei sistemi di accumulo in Macedonia del Nord all'avvio delle *virtual power plant* in Bosnia-Erzegovina; dalle ambiziose aste per sistemi di batterie in Grecia al percorso dell'Albania verso meccanismi di *carbon pricing* coerenti con l'Unione europea; fino alla cooperazione tra Italia e Montenegro nell'implementazione del *market coupling*.

Inoltre, è stato realizzato uno studio su "*The evolution of forward electricity markets in Europe: review of policy options*".

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Anche nel 2025 il Regolatore italiano ha continuato a svolgere un ruolo attivo a sostegno di MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), associazione di cui ricopre la carica di Vicepresidente permanente e di cui ospita il Segretariato a Milano.

Nel corso dell'anno, l'Autorità ha partecipato ai seguenti incontri:

16 aprile: MEDREG ha promosso un confronto, a Como, dedicato al ruolo innovativo dell'intelligenza artificiale nel settore energetico con il workshop "*Energy Regulators of the Mediterranean Explore Artificial Intelligence's Transformative Role in the Energy Sector*", approfondendone applicazioni concrete, opportunità di sviluppo e possibili implicazioni regolatorie e operative;

27 maggio: MEDREG e Med-TSO (Associazione dei gestori di trasmissione del Mediterraneo) hanno organizzato ad Antalya un workshop intitolato "*Tighten Cooperation for an Interconnected Mediterranean Electricity Market*". Nel corso dei lavori sono state analizzate strategie operative per rafforzare l'efficienza e l'affidabilità delle interconnessioni elettriche nell'area mediterranea, che rivestono un ruolo essenziale per garantire la sicurezza energetica, la stabilità dei sistemi elettrici e una più efficace integrazione delle fonti rinnovabili nei mercati nazionali e regionali;

28 maggio: 39ª Assemblea generale MEDREG tenutasi ad Antalya;

26 novembre: organizzato da MEDREG, a Madrid, il workshop "*Powering the Lights: Energy Regulation, Resilience and Regional Integration in the Mediterranean*", con l'obiettivo di individuare raccomandazioni concrete per migliorare le interconnessioni elettriche transfrontaliere e rafforzare la resilienza dei sistemi elettrici nell'area euro-mediterranea;

27 novembre: 40ª Assemblea generale, a Madrid.

Nel corso del 2025 i gruppi di lavoro tecnici hanno lavorato sulle seguenti tematiche:

Il gruppo istituzionale, presieduto dall'Autorità italiana, si è occupato della realizzazione del report "*Benchmark of Good Practice on Dynamic Regulation*" e del relativo workshop di approfondimento che analizza l'adozione di approcci regolatori più flessibili nel settore energetico da parte dei membri di MEDREG, in risposta alla volatilità dei prezzi, ai cambiamenti tecnologici e all'incertezza del mercato.

Gruppo elettrico ha predisposto il report "*Adequacy Mechanism's Role in the Improvement of the Electricity System*", che fornisce un'analisi completa dei meccanismi di adeguatezza attualmente utilizzati nella regione mediterranea ed esamina come questi meccanismi, fondamentali per garantire una fornitura di energia elettrica stabile e affidabile, siano progettati, implementati e monitorati dal punto di vista regolatorio.

Gruppo rinnovabili ed efficienza energetica ha realizzato il report "*Regulatory aspects of Green Electricity Trading in the Mediterranean Region*" e organizzato il workshop "*Energy Storage*". Il rapporto confronta i quadri regolatori per il commercio di elettricità verde nella regione mediterranea, includendo gli Stati membri dell'Unione europea, i Paesi balcanici e le sponde meridionali e orientali del Mediterraneo e analizza i meccanismi di integrazione delle energie rinnovabili, il ruolo dei *Corporate Power Purchase Agreement* (CPPA) e i sistemi di certificazione dell'elettricità verde, evidenziando le principali sfide e formulando raccomandazioni per sostenere un mercato mediterraneo integrato dell'elettricità verde.

Gruppo gas ha redatto il report "*The Impact of Emission Reduction*" che analizza la decarbonizzazione del settore energetico mediterraneo, cruciale per la sicurezza e il clima della regione. Dal rapporto si evince che la filiera del gas deve ridurre le emissioni di metano e anidride carbonica, utilizzando tecnologie avanzate come rilevamento e riparazione delle perdite, monitoraggio satellitare, turbine a ciclo combinato, impianti di cattura e stoccaggio del carbonio e iniezione di biometano; la transizione è rallentata da regolazioni eterogenee tra Paesi europei e non europei, alti costi e rischio di delocalizzazione delle emissioni. Risulta, pertanto, necessaria una strategia duplice: da un lato, rafforzare le normative secondo standard internazionali e, dall'altro, mobilitare il

mercato per attrarre investimenti privati. Le autorità nazionali di regolazione devono avere pieni poteri su conformità tecnica e infrastrutture per ottimizzare la decarbonizzazione e proteggere le reti energetiche critiche.

La task force idrogeno ha presentato il "*Benchmark report on low carbon/green hydrogen policy and regulation*", che si articola lungo quattro pilastri fondamentali: strategia nazionale, quadro normativo, quadro istituzionale e supporto finanziario. Il 24 settembre si è tenuto a Vienna un workshop trilaterale MEDREG, CEER ed ECRB, "*Hydrogen in Action: Regulation, Decarbonization and Cross-Border Exchange*", con l'obiettivo di rafforzare la conoscenza del quadro normativo europeo relativo all'idrogeno e di favorire lo scambio di esperienze e pratiche regolatorie tra le diverse autorità, consentendo di individuare sfide comuni nello sviluppo dei mercati dell'idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio.

Gruppo consumatori ha prodotto il report "*Update Technical and Non-Technical Losses*", che rappresenta un aggiornamento del rapporto 2022 sullo stesso tema, che analizzava gli effetti quantitativi del COVID-19 e dell'aumento dei prezzi sulle perdite tecniche e non tecniche. Il nuovo rapporto fornisce un'analisi completa delle strategie adottate per mitigare sia le perdite tecniche (TL) sia le perdite non tecniche (NTL) nelle reti elettriche e del gas del Mediterraneo. Dalle conclusioni, si apprende che, sebbene la sfida fondamentale della riduzione delle perdite sia universalmente riconosciuta, l'effettiva efficacia della gestione delle stesse è ostacolata da lacune nei dati e dall'assenza di quadri regolatori pienamente modernizzati.

Nell'ambito delle attività di MEDREG, con il Council of European Energy Regulators (CEER) e all'Energy Community Regulatory Board (ECRB), si cita il 7° workshop trilaterale a Vienna sulla tutela e sul coinvolgimento dei consumatori nel settore energetico. I temi principali affrontati hanno riguardato la riduzione dei costi energetici tramite riforme di mercato ed efficienza energetica, il ruolo della condivisione dell'energia e delle rinnovabili e l'importanza di fornire ai consumatori informazioni chiare sulle bollette e sull'origine dell'energia per permettere scelte più consapevoli.

Nell'ambito della collaborazione tra MEDREG e MEDTSO si è tenuto il 25 ottobre 2025 un *Joint workshop* "*On Guarantees of Origin in the Mediterranean Region*", cui è seguita la realizzazione di un report che analizza come le garanzie di origine (GO) supportino la tracciabilità dell'energia rinnovabile, l'integrazione dei mercati verdi e gli accordi transfrontalieri di acquisto di energia (*Power Purchase Agreement* – PPA) tra l'Unione europea e i partner del Mediterraneo meridionale, evidenziando al contempo le principali sfide legate alla trasparenza, alla credibilità e all'interoperabilità regionale.

Vale evidenziare come MEDREG, per il periodo 2026 – 2029, sosterrà l'iniziativa della Commissione europea *Trans-Mediterranean Renewable Energy and Clean-Tech Cooperation Initiative* T-MED nell'ambito del Patto per il Mediterraneo, promuovendo la convergenza regolatoria e lo sviluppo del settore energetico euro-mediterraneo. In particolare, MEDREG contribuirà a migliorare il quadro regolatorio per gli investimenti nelle energie rinnovabili, anche attraverso nuove revisioni regolatorie nazionali per monitorare e confrontare la governance del settore, e a favorire il dialogo tra regolatori, governi e settore privato; lavorerà al rafforzamento delle regole per lo sviluppo di infrastrutture sostenibili (elettricità e idrogeno) e promuoverà attività di formazione e scambio di conoscenze tra i regolatori della regione.

Rapporti bilaterali

27 gennaio – si è tenuto a Milano un incontro con una delegazione tunisina composta da rappresentanti del Ministero dell'energia e del Transmission System Operator STEG. La visita della delegazione fa parte di un progetto finanziato dall'agenzia di sviluppo tedesca GIZ nell'ambito di un programma di sviluppo delle energie rinnovabili in Tunisia.

31 marzo – si è svolto un incontro con i rappresentanti del Regolatore dell'energia del Bhutan (ERA) su aspetti riguardanti il settore energetico, con particolare riguardo alla possibilità di acquisire informazioni utili per promuovere in Bhutan meccanismi di incentivazione delle fonti di produzione di energia rinnovabile, con specifico riferimento al settore geotermico e a quello solare/fotovoltaico.

Rapporti con il Parlamento, il Governo e le altre istituzioni nazionali

Audizioni presso il Parlamento

Memoria in merito al disegno di legge "Conversione in legge del decreto legge 31 dicembre 2024, n. 208, recante misure organizzative urgenti per fronteggiare situazioni di particolare emergenza, nonché per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza"

Con la memoria 20 gennaio 2025, n. 7/2025/I/COM, l'Autorità, audita presso le Commissioni riunite Bilancio e Ambiente della Camera dei deputati, ha fornito il proprio contributo in merito all'esame del disegno di legge "*Conversione in legge del decreto legge 31 dicembre 2024, n. 208, recante misure organizzative urgenti per fronteggiare situazioni di particolare emergenza, nonché per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza* – PNRR" (AC. 2184). In particolare, l'Autorità si è soffermata sulla tematica relativa alla crisi idrica in Sicilia e sulle iniziative di regolazione e potenziamento delle infrastrutture idriche ed energetiche.

Riguardo alla crisi idrica in Sicilia, l'art. 2 del decreto legge prevede la realizzazione urgente di tre impianti di dissalazione, anche mobili, nei Comuni di Porto Empedocle, Trapani e Gela, atteso che, nel mese di maggio 2025 era stato dichiarato lo stato di emergenza di rilievo nazionale.

L'Autorità ha condiviso le finalità dell'intervento normativo che, promuovendo la realizzazione di impianti di dissalazione in un'ottica emergenziale, si affianca alle iniziative, a carattere più strutturale, adottate dalla stessa Autorità per la resilienza idrica.

In merito alle modalità gestionali con cui si intende provvedere alla realizzazione degli impianti di dissalazione, l'Autorità ha espresso apprezzamento per la previsione di affidare quest'ultima al soggetto concessionario della gestione delle infrastrutture idriche di sovrambito in Sicilia, privilegiando il coinvolgimento di un soggetto esistente e già dotato delle necessarie competenze tecniche per operare nel territorio, in luogo della costituzione di società *ex novo*, che dovrebbero acquisire tali competenze in una situazione di criticità caratterizzata da tempistiche maggiormente ravvicinate per fronteggiare l'emergenza.

L'Autorità ritiene, inoltre, che la misura in analisi debba essere affiancata da un'adeguata ricomposizione della filiera di approvvigionamento, nonché, da un adeguato coordinamento con le attività dei gestori affidatari del servizio idrico integrato in ciascun ambito al fine di garantire i necessari livelli di sostenibilità economica e ambientale della filiera.

Lo sviluppo e l'attuazione delle fasi descritte non possono prescindere da un efficace coordinamento tra i diversi attori coinvolti nella governance locale del servizio idrico integrato.

Per quanto riguarda lo sviluppo delle suindicate attività e di quelle successive di gestione degli impianti, l'Autorità ha ritenuto opportuno sottolineare che è importante che si tengano nella dovuta considerazione la configurazione della filiera di approvvigionamento e il livello di infrastrutturazione dei singoli ambiti che dovranno beneficiare della disponibilità idrica proveniente dai dissalatori, nonché della peculiare situazione della governance nel contesto regionale di riferimento. La ricomposizione della filiera di approvvigionamento risulta, altresì, necessaria a garantire un più efficace impiego delle risorse pubbliche attualmente stanziate e di quelle ulteriori destinate alla risoluzione dell'emergenza in corso.

Memoria in merito alle Proposte di legge in materia di organizzazione e funzionamento dei call center e di tutela dei consumatori

Con la memoria 11 febbraio 2025, n. 34/2025/I/COM, l'Autorità, audita presso le Commissioni riunite Trasporti e telecomunicazioni e Attività produttive, commercio, turismo della Camera dei deputati, ha fornito il proprio contributo in merito alle proposte di legge in materia di organizzazione e funzionamento dei call center e di tutela dei consumatori (AC 579 De Luca, AC 1316 Longhi; AC2040 Laria, AC 2045 Barabotti e AC 2062 Ghirra), soffermandosi su alcuni aspetti ritenuti di particolare rilevanza in merito alle proposte di legge all'esame del Parlamento.

L'Autorità ha condiviso l'obiettivo di rafforzare la tutela dei consumatori; obiettivo da sempre prioritario per la stessa Autorità, soprattutto in un contesto storico, come quello attuale, caratterizzato dal recente superamento dei servizi di tutela per i clienti non vulnerabili, con la conseguenza che il mercato libero rappresenta l'unica modalità di approvvigionamento per la maggioranza dei clienti finali. Risulta quindi certamente significativo un intervento nell'ambito delle attività di call center.

L'Autorità si è poi soffermata sul Registro pubblico delle opposizioni, istituito ai sensi del comma 1 dell'art. 3 del regolamento di cui al decreto del Presidente della Repubblica n. 178/10, aggiornato dalla legge n. 5/18. In base alla normativa vigente, tutti coloro che intendano opporsi al trattamento dei propri contatti telefonici ai fini

dell'invio di materiale pubblicitario o di vendita, ovvero per il compimento di comunicazioni commerciali, possono iscriversi al suddetto Registro. L'iscrizione comporta la revoca di tutti i consensi precedentemente espressi dall'interessato e il divieto per il titolare, con qualsiasi forma o mezzo, di comunicare a terzi, il trasferimento e la diffusione di dati personali dei soggetti iscritti al Registro per finalità estranee alle attività, ai prodotti o ai servizi offerti dal titolare del trattamento. La funzione per cui è stato istituito tale Registro appare, dunque, senza dubbio meritevole, ma l'Autorità ha rilevato che le continue segnalazioni delle associazioni dei consumatori rivelano come tale strumento necessiti di interventi volti a renderlo maggiormente efficace e operativo. Pertanto, l'Autorità ha riaffermato la necessità di rendere il Registro uno strumento di tutela effettiva e concreta del consumatore.

Un primo intervento in tal senso potrebbe riguardare il fenomeno molto diffuso del cd. "*calling line identification (CLI) spoofing*", ossia il mascheramento dell'informazione relativa alla linea chiamante che consente di manipolare le informazioni circa la corretta identificazione del numero telefonico chiamante, con l'intenzione di ingannare il consumatore. Accolta, quindi, con favore la previsione contenuta nell'art. 1, comma 2, della proposta di legge in analisi, volta a considerare la pratica del CLI *spoofing* alla stregua delle pratiche commerciali scorrette, previste e sanzionate dal Codice del consumo, l'Autorità ha proposto di inserire espressamente il divieto di CLI *spoofing* della linea da cui origina la chiamata e di introdurre nell'ordinamento il divieto di chiamate automatizzate senza impiego di operatori umani, affinché le medesime non siano gestite esclusivamente con un sistema informatico, senza possibilità di richiamare o di rivolgersi a chi ha effettuato la chiamata medesima.

L'Autorità ha suggerito, ancora, di prevedere che la violazione del divieto di contattare a scopi commerciali e promozionali gli interessati iscritti nel Registro delle opposizioni, salvo espresso consenso prestato al contatto telefonico, possa essere causa di nullità relativa del contratto sottoscritto a seguito di tale contatto e produttiva delle medesime conseguenze di cui agli artt. 66-*quinquies* e 67-*quindecies* del Codice del consumo per casi di forniture e servizi non richiesti.

In considerazione delle funzioni attribuitele dal legislatore, con specifico riferimento alla tutela degli interessi dei clienti finali e alla garanzia del corretto dispiegarsi delle dinamiche di mercato, questa Autorità, nel condividere le ragioni sottese all'istituzione dell'Osservatorio nazionale permanente per il settore dei call center (artt. 9 e 10 dell'AC 1316 e art. 3 dell'AC 2062), ha proposto, altresì, di integrare il comma 2 dell'art. 10 dell'AC 1316, laddove dispone che il medesimo Osservatorio possa invitare alle proprie riunioni, con funzioni consultive, rappresentanti del Garante della protezione dei dati personali, dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità anticorruzione, prevedendo la partecipazione anche di rappresentanti di questa stessa Autorità. Similmente andrebbe integrata anche la previsione contenuta nell'art. 3 della proposta di legge di cui trattasi.

Memoria in merito alla proposta di legge recante "Conversione in legge del decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19, recante misure urgenti in favore delle famiglie e delle imprese di agevolazione tariffaria per la fornitura di energia elettrica e gas naturale nonché per la trasparenza delle offerte al dettaglio e il rafforzamento delle sanzioni delle Autorità di vigilanza"

Con la memoria 12 marzo 2025, n. 94/2025/I/COM, l'Autorità, audita presso la Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera dei deputati, si è soffermata, innanzitutto, sui provvedimenti che intende

adottare tempestivamente, a beneficio dei consumatori e delle imprese, che rivestono carattere di particolare urgenza, in merito ai quali sono già state avviate le attività inerenti e, al contempo, ha richiamato l'attenzione su alcuni aspetti delle norme contenute nel decreto legge in esame che necessitano di modifiche o di integrazioni nel corso dell'iter di conversione in legge, al fine di un più efficace e tempestivo perseguimento degli obiettivi da raggiungere.

L'Autorità ha così proposto di modificare il comma 1 dell'art. 2 del decreto legge in conversione, abrogando le pertinenti disposizioni del decreto legislativo n. 210/21 che collegano la procedura d'asta per l'assegnazione del servizio di vulnerabilità alla definizione dei costi incagliati degli esercenti il servizio di maggior tutela uscenti e che attribuiscono una premialità all'eventuale esercizio della facoltà dei partecipanti di avvalersi dell'azienda o del ramo d'azienda di un esercente la maggior tutela. Si può ritenere che la pressione competitiva al contenimento dei costi del servizio possa essere di per sé un elemento che induce al riutilizzo delle risorse disponibili e al contenimento dei costi non recuperabili. L'intervento prospettato non incide, tra l'altro, sull'eventuale riconoscimento dei costi incagliati associati alla cessazione del servizio di maggior tutela, che potrebbe, per esempio, essere demandato a una previsione normativa che posticipi la valutazione e la quantificazione dei medesimi costi a una fase successiva alla conclusione delle procedure concorsuali per l'affidamento del servizio di vulnerabilità. In tal modo si garantirebbe ai soggetti che ne hanno diritto la copertura dei costi incagliati, previa loro univoca e finale identificazione e previo parere favorevole da parte della Commissione europea, senza incidere negativamente sulle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio di vulnerabilità.

Per quanto riguarda le disposizioni volte a incrementare la trasparenza e la confrontabilità delle offerte di energia elettrica e di gas ai clienti finali domestici sul mercato libero, di cui all'art. 5 del decreto legge in questione, l'Autorità ha sottolineato come tali obiettivi siano pienamente condivisi e siano stati dalla medesima perseguiti negli anni attraverso l'individuazione di una serie di strumenti tra loro complementari, ciascuno con una propria finalità distinta, ma tutti volti a promuovere la partecipazione attiva dei clienti finali sui mercati al dettaglio dell'energia. Ci si riferisce, in particolare, a strumenti quali il Codice di condotta commerciale, il Portale Offerte, il codice offerta che consente di identificare univocamente le offerte e di tracciarne puntualmente l'utilizzo.

Tuttavia, l'Autorità ha ritenuto opportuno precisare che il presupposto affinché tali interventi regolatori risultino realmente efficaci è costituito da un percorso decisionale partecipato, basato sul confronto con tutti i soggetti coinvolti (associazioni dei consumatori e operatori della vendita). Ciò richiede un processo di consultazione che, sebbene accelerato per tenere conto dell'urgenza dell'intervento, non consente di completare l'attuazione della norma entro il termine dei trenta giorni previsto dal provvedimento attualmente all'esame della Commissione. Atteso quanto sopra, l'Autorità ritiene opportuno che, in corso di conversione, tale disposizione sia abrogata o, in subordine, che le nuove disposizioni, per quanto attiene ai contratti in essere, siano applicabili solo in fase di modifica o aggiornamento delle condizioni del contratto.

Si è, poi, ritenuto importante richiamare l'attenzione della Commissione sull'art. 4, comma 3, che prevede che la stessa Autorità individui, in favore delle famiglie e delle microimprese vulnerabili, le agevolazioni relative alle tariffe per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale, per fare fronte all'emergenza dell'aumento dei prezzi dell'energia, in base alle disponibilità del fondo di cui al comma 1 del medesimo art. 4. A tal proposito l'Autorità ha espresso l'esigenza che detta norma sia più esplicita nel prevedere almeno le modalità con cui le disponibilità del fondo sono ripartite tra le due categorie di beneficiari (clienti domestici e imprese). Con riferimento all'attuazione

della misura, segnala che, al fine di limitarne gli oneri amministrativi e di garantire tempi di attuazione contenuti, è importante per l'identificazione dei beneficiari che sia possibile utilizzare i parametri presenti nel Sistema Informativo Integrato e nei sistemi informativi degli operatori, quali, a titolo esemplificativo, i parametri tecnici della fornitura o i valori dell'ISEE.

Infine, ha suggerito di eliminare il richiamo alle "tariffe" di cui al comma 3 dell'art. 4, che si potrebbe prestare a differenti interpretazioni; un più generico riferimento alle agevolazioni, già presente nella norma, consentirebbe alla stessa Autorità di identificare la modalità più idonea per la destinazione del fondo (per esempio, attraverso la riduzione degli oneri generali di sistema).

Memoria in merito alle proposte di legge recanti "Modifica all'art. 147 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in materia di organizzazione territoriale del servizio idrico integrato" e "Modifica all'art. 147 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e altre disposizioni in materia di gestione autonoma del servizio idrico integrato"

Con la memoria del 18 marzo 2025, n. 105/2025/I/idr, l'Autorità ha sottolineato come le stesse comportino una netta inversione di tendenza rispetto ai percorsi sin qui auspicati, volti a conseguire gli indifferibili obiettivi di razionalizzazione degli assetti gestionali.

Nello specifico, l'Autorità ha ritenuto che, nei disegni di legge in discussione, si possano rinvenire le seguenti criticità:

- l'art. 2 dell'AC 1133, volto a riconoscere anche ai piccoli Comuni montani con popolazione superiore a 1.000 e inferiore a 3.000 abitanti la possibilità di gestire ancora in economia e in forma autonoma il servizio idrico integrato, qualora già attuino tale forma di gestione;
- l'art. 1 dell'AC 1056, nelle parti in cui: a) riconosce espressamente la possibilità per i piccoli Comuni montani di avvalersi, per taluni segmenti della gestione, anche di altri enti locali o di altri gestori; b) fa salve le gestioni autonome nei Comuni montani, senza bisogno di specifico assenso e indipendentemente da eventuali dinieghi opposti dagli enti di governo dell'ambito, con ciò rischiando di compromettere la stessa finalità di garanzia della certezza del diritto, richiamata nelle premesse della proposta di legge; c) elimina l'aggettivo "esistenti" dalla lettera b) del comma 2-*bis* dell'art. 147, consentendo in tal modo l'applicazione della salvaguardia anche a gestioni nuove, che sembrerebbero poter essere oggetto di una futura istituzione; d) riscrive la procedura di cui al richiamato comma 2-*ter* dell'art. 147 del decreto legislativo n. 152/06, riaprendo i termini ivi contemplati e prevedendo uno specifico procedimento in capo all'ente di governo dell'ambito per l'accertamento della sussistenza dei requisiti indicati per la gestione del servizio in forma autonoma e introduce il meccanismo di silenzio assenso quale asserita forma di semplificazione procedimentale volta al superamento dell'eventuale inerzia dei medesimi enti di governo dell'ambito.

Al riguardo, l'Autorità ha rilevato come le procedure in esame attengano alla materia della tutela ambientale, per la quale i principi vigenti nel nostro ordinamento, anche di derivazione euro-unitaria, non ammettono il ricorso a forme di silenzio significativo, richiedendo invece l'adozione di un provvedimento espresso da parte della autorità competenti.

Si è sottolineato come le proposte di legge in analisi, ponendo nuovamente mano alla disciplina delle deroghe alla gestione unica d'ambito, determinano di fatto il rischio di rallentare in misura rilevante i percorsi di progressivo subentro alle precedenti gestioni comunali da parte dei nuovi gestori integrati, specie nei contesti in passato caratterizzati da perduranti difficoltà nell'affidamento del servizio.

Più volte l'Autorità ha rappresentato l'urgente necessità che i soggetti territorialmente competenti completino, in ossequio alla normativa vigente e segnatamente del comma 2-*ter*, del richiamato art. 147 del decreto legislativo n. 152/06, il processo di affidamento al gestore unico di tutte le gestioni non provviste di un titolo di salvaguardia, anche in considerazione del fatto che la stringente tempistica (specificamente prevista dalla normativa vigente) è oramai ampiamente spirata dal 30 settembre 2022. Altrettanto prioritario risulta il superamento di gestori cessati *ex lege* che attualmente svolgono il servizio in assenza di un titolo giuridico conforme alla disciplina *pro tempore* vigente.

L'Autorità ha evidenziato, poi, che altre possibili criticità possono emergere nei contesti in cui si debbano superare affidamenti salvaguardati non prorogabili in base alla normativa vigente, anche se dotati di apprezzabili caratteristiche operative e gestionali, o assegnati a operatori unici di ambito prossimi alla scadenza. Riguardo a tali criticità appare doveroso ribadire che molti degli assetti locali monitorati evidenziano un'attitudine al tema dell'affidamento al gestore unico di ambito del servizio idrico integrato che, ad avviso dell'Autorità, rappresenta motivo di apprensione a fronte del raggiungimento degli obiettivi assegnati al settore nel suo complesso.

L'Autorità, pur condividendo la preoccupazione che sottende alle misure proposte, volte ad assicurare che anche le gestioni autonome si conformino alla disciplina regolatoria, ritiene necessario che si tenga conto degli strumenti a tale scopo già messi a disposizione dalla medesima Autorità, al fine di preservarne la potenziale efficacia nell'ambito del complessivo sistema di regole varato.

Si è espressa, pertanto, l'opportunità di tener conto delle specificità dei più piccoli contesti locali con la necessità di promuovere adeguate gestioni, indispensabili per l'ammodernamento infrastrutturale del comparto e per la diffusione di adeguati livelli di qualità nei servizi, assicurandone la fruibilità e la diffusione in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale.

Infine, l'Autorità ha attribuito un ruolo di rilievo agli enti di governo dell'ambito, anche prevedendo che questi ultimi adottino gli atti di cui si compone la predisposizione tariffaria, esplicitando la relazione tra identificazione degli obiettivi, selezione degli interventi necessari e riflessi in termini di entità dei corrispettivi, nel rispetto dei criteri varati da questa Autorità.

Memoria in merito alla proposta di regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio che modifica il regolamento (UE) 2017/1938 per quanto riguarda il ruolo dello stoccaggio del gas nell'assicurare l'approvvigionamento di gas prima della stagione invernale

La proposta di modifica del regolamento (UE) 2017/1938 è volta a rafforzare il ruolo dello stoccaggio nell'assicurare l'approvvigionamento di gas prima della stagione invernale.

Le disposizioni prorogate sono state introdotte nel quadro normativo europeo dal regolamento (UE) 2022/1032 che, in risposta alla crisi dei prezzi dell'energia del 2022, aveva previsto, in via temporanea fino al 2025, obblighi nazionali di riempimento degli stoccaggi sotterranei di gas. Nello specifico, aveva introdotto l'obiettivo obbligatorio di riempimento degli stoccaggi del 90% al 1° novembre di ogni anno, con una serie di obiettivi intermedi per ciascuno Stato membro previsti per i mesi di maggio, luglio, settembre e febbraio (cd. "traiettoria di riempimento").

La Commissione europea motiva la proroga delle misure, in particolare, con la necessità di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e la resilienza del sistema energetico dell'Unione europea, riducendo le sollecitazioni sul sistema e intervenendo per contrastare sia la strumentalizzazione delle forniture di gas russo sia la volatilità del mercato. Tali meccanismi hanno contribuito al raggiungimento degli obiettivi di riempimento previsti dal regolamento (UE) 2017/1938 (sono stati approvvigionati infatti circa 114 milioni di MWh), ma hanno comportato costi significativi a carico del sistema, pari a circa 5.450 milioni di euro, al netto dei ricavi derivanti dalla vendita dei quantitativi acquistati nel quadro del servizio di ultima istanza.

Con la memoria dell'8 aprile 2025, n. 162/2025/R/GAS, l'Autorità, audita presso la Commissione Politiche dell'Unione europea della Camera dei deputati, ha condiviso l'approccio di ampliare gli attuali margini di flessibilità riconosciuti dal legislatore europeo, al fine di poter considerare la presenza di specifiche condizioni di mercato che rendano giustificabile una deviazione dalla traiettoria di riempimento, contemperando gli obiettivi di economicità del sistema con la sicurezza delle forniture.

Al contempo, l'Autorità ha proposto di segnalare alle Istituzioni comunitarie preposte all'approvazione del provvedimento in discussione l'opportunità di prevedere, per ogni Stato membro, adeguati margini di flessibilità per il raggiungimento dell'obiettivo di riempimento del 90%, concedendo altresì la possibilità di deviare dallo stesso, ove giustificato da condizioni di mercato che ne renderebbero particolarmente oneroso il conseguimento. Inoltre, ha suggerito di considerare anche l'opportunità di allentare i termini temporali per il raggiungimento dell'obiettivo oggi previsto al 1° novembre, estendendo tale termine a un intervallo temporale compreso tra ottobre e dicembre, in modo da offrire ulteriori margini che consentano di superare potenziali specificità delle condizioni dei diversi mercati.

Riguardo ai meccanismi di copertura dei costi degli obblighi di riempimento degli stoccaggi, l'Autorità ha evidenziato la necessità di soffermarsi sull'impatto potenzialmente distorsivo dei meccanismi di copertura dei costi di stoccaggio prescelti dai diversi Stati membri, in assenza di regole condivise. Pertanto, è stata posta in luce la necessità di introdurre uno specifico divieto di trasferire i costi attraverso le tariffe transfrontaliere e di avviare una

riflessione sulle modalità di imputazione dei costi della sicurezza a livello europeo in un contesto di solidarietà e in linea con il buon funzionamento del mercato.

In tal senso, l'Autorità ha auspicato il sostegno a livello europeo di un maggiore coordinamento delle misure nazionali che, in un quadro armonizzato, eviti effetti distorsivi sui mercati del gas.

Pareri e proposte al Governo

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito allo Schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2023

Con la delibera 14 gennaio 2028, n. 4/2025/I/EEL, l'Autorità ha espresso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, in merito allo schema di Piano 2023, parere contrario: i) all'opera di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, opera facente parte del più ampio intervento con codice 200-I, senza nessun vincolo per l'altra opera "Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa alla Slovenia"; ii) all'intervento 354-P Interconnessione Isola del Giglio; iii) all'intervento 630-P Interconnessione Isola di Favignana, che dovranno essere posti "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte decennale di piano.

L'Autorità ha fornito il nulla osta all'approvazione dello schema di Piano 2023 da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, a esclusione delle opere e degli interventi indicati al precedente punto i, e a ulteriore condizione che:

a. gli interventi "HVDC Milano-Montalto", "Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)", "Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)" e "Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)" per cui Terna ha richiesto lo specifico riconoscimento delle spese preliminari alla realizzazione (c.d. approvazione a due fasi), non siano oggetto di approvazione;
b. il parere favorevole all'intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601-I sia condizionato alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla delibera n. 176/2020/R/EEL; c. il parere favorevole all'intervento SA.CO.I.3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, sia condizionato alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla delibera n. 416/2024/R/EEL;
c. l'intervento relativo al nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA2), codice 554-P, sia oggetto di ulteriori approfondimenti sulla base di scenari aggiornati sullo sviluppo del sistema energetico europeo che saranno disponibili per il piano di sviluppo 2025;
d. l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia-Montenegro, codice 401-S, sia oggetto di ulteriori approfondimenti e analisi, funzionali a definire le tempistiche ottimali per la realizzazione del secondo polo.

L'Autorità ha poi confermato parte integrale e prioritaria del piano di sviluppo i seguenti progetti di promotori diversi da Terna:

a. Interconnessione fra Thusis/Sils (CH) e Verderio Inferiore (IT), attualmente denominata "Greenconnector";

b. PCI codice 2.4 interconnessione Somplago (IT) -Wurmlach (AT);
c. interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT)-Vrtojba (SI);
d. interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI)-Zaule (IT);

L'Autorità, in relazione a un nuovo collegamento tra Italia e Grecia, ha deliberato di:

a. chiedere a Terna di trasmettere all'Autorità entro il 15 marzo 2025 uno studio comparativo, inclusivo di analisi dei costi e dei benefici, relativo alle differenze soluzioni (localizzazioni, tecnologie e capacità di trasporto) per la realizzazione del nuovo collegamento, tenendo anche conto delle eventuali interdipendenze con l'esistente collegamento HVDC Galatina-Arachtos (con valutazione di ipotesi alternative relative all'estensione della sua vita tecnica) e con il secondo polo di interconnessione con il Montenegro.
b. di prevedere che l'eventuale istanza di autorizzazione al riconoscimento delle spese preliminari del nuovo collegamento Italia – Grecia, ai fini di accelerazione dell'investimento ai sensi della delibera n. 562/2024/R/EEL e dell'art. 47 dell'Allegato A alla delibera n. 55/2024/R/EEL, sia da considerarsi approvata col meccanismo silenzio-assenso, in assenza di richiesta di informazioni o altre azioni da parte dell'Autorità o degli Uffici dell'Autorità trascorsi 30 giorni dalla presentazione dell'istanza.

In relazione all'intervento Hypergrid Central Link, l'Autorità ha chiesto che sia previsto che Terna trasmetta tempestivamente all'Autorità aggiornamenti sulla fattibilità della soluzione tecnologica prevista e sui costi attesi dell'intervento, in caso si registri una variazione di costo di investimento superiore al 20% dell'attuale stima di 280 milioni di euro.

In riferimento ai prossimi piani di sviluppo e alle interconnessioni con Svizzera, Austria e Slovenia, l'Autorità ha chiesto che Terna:

a. identifichi, uno o più progetti di interconnessione con la Svizzera, alla luce dell'elevata priorità di realizzare nuova capacità di trasporto su tale confine;
b. chiarisca lo stato dell'intervento "incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge n. 99/2009 e s.m.i.", codice 1-I, detto "Progetto San Giacomo";
c. mantenga nei prossimi piani di sviluppo e rapporti di monitoraggio l'intervento Prati di Vizze-Steinach, ai fini di monitorare l'effettivo realizzarsi di capacità di trasporto addizionale;
d. trasmetta all'Autorità entro il 30 giugno 2025 un aggiornamento sull'incremento di capacità di trasporto ottenuto con l'intervento Prati di Vizze, codice 208-P, eventualmente nell'ambito del rapporto di qualità e altri output del servizio di trasmissione;
e. identifichi le attività previste per l'opera "Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa con la Slovenia".

Parere sullo schema di decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica di modifica del decreto interministeriale 19 giugno 2024 (DM FER 2), in materia di incentivazione degli impianti di produzione da fonti rinnovabili innovativi o con costi di generazione elevati

Con la delibera 21 gennaio 2025, n. 11/2025/I/EFR, l'Autorità ha espresso, ai sensi degli artt. 6 e 7 del decreto legislativo n. 199/21, parere favorevole in merito allo schema di decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, recante "*Modifiche al decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, del 19/06/2024, relativo all'incentivazione degli impianti a fonte rinnovabile innovativi o con costi di generazione elevati* – DM FER 2".

Parere al Ministro delle infrastrutture e dei trasporti sullo schema di decreto ministeriale avente a oggetto l'adozione di uno stralcio attuativo del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico (PNIISSI)

Con la delibera 1 aprile 2025, n. 145/2025/I/IDR, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 516, della legge n. 205/17, ha espresso al Ministro delle infrastrutture e dei trasporti parere favorevole in merito allo schema di decreto recante "*Adozione di uno stralcio attuativo del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico* (PNIISSI)", ribadendo l'impegno dell'Autorità a monitorare gli adempimenti dei soggetti attuatori relativamente al riordino degli assetti del servizio idrico integrato e all'ottemperanza agli obblighi della regolazione pro tempore vigente, al fine di evitare che tali requisiti, attualmente in possesso dei destinatari delle misure in questione, possano venire meno nel corso della durata dei relativi interventi oggetto di stralcio.

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sullo schema di decreto recante l'aggiornamento della disciplina dei certificati bianchi e la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico da perseguire per gli anni dal 2025 al 2030

Con la delibera 15 aprile 2025, n. 175/2025/I/EFR, l'Autorità, ai sensi dell'art. 6, comma 2, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012 e dell'art. 7, comma 5, del decreto legislativo n. 102/14, ha espresso parere favorevole al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito allo schema di decreto, precisando:

- per quanto riguarda le disposizioni in merito alla ripartizione degli obblighi di risparmio energetico in capo a ciascun distributore il termine "*entro il 31 gennaio di ogni anno*" di cui all'art. 4, comma 8, dello schema in esame deve essere sostituito con "*entro il 31 ottobre di ogni anno*". Infatti, i dati necessari per effettuare tale ripartizione, raccolti dall'Autorità nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati possono essere oggetto di rettifiche e, tipicamente, sono consolidati nel corso del secondo anno successivo. La nuova scadenza proposta (31 ottobre di ogni anno) è comunque coerente con la c.d. sessione di acconto che termina il 30 novembre di ciascun anno d'obbligo in corso;

- per quanto riguarda il prospettato sistema a base d'asta di cui all'art. 17 dello schema in questione, la previsione di cui al comma 3 che stabilisce che "*il valore economico posto a base d'asta" tenga anche "conto del valore del TEP risparmiato, come rilevabile dall'andamento dei prezzo dei certificati bianchi sul mercato organizzato*" deve essere espunta, limitandosi a prevedere che il valore economico a base d'asta tenga conto "*delle specificità della tecnologia o della tipologia progettuale considerate, nonché delle esternalità ambientali positive generate*". Infatti, come già evidenziato dall'Autorità nel parere 153/2021/I/efr, è preferibile che il valore economico posto a base d'asta tenga conto solo marginalmente (o, meglio, non tenga conto per nulla) del valore del prezzo di mercato dei TEE o del contributo tariffario ma sia scelto unicamente in funzione dei costi della tipologia di interventi per cui è organizzata la procedura, come nel caso delle procedure concorsuali per le fonti rinnovabili, riducendo il rischio in capo agli investitori, anche tenendo conto che il valore risultante dalla procedura concorsuale è costante per il periodo di incentivazione specificato nel bando d'asta.

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica in merito allo schema di decreto ministeriale di modifica del decreto ministeriale 30 dicembre 2024 (DM FER X transitorio) in materia di meccanismo di supporto per impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato

Con la delibera 3 luglio 2025, n. 305/2025/I/EFR, l'Autorità ha espresso, al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica parere favorevole circa le modifiche al decreto FER X transitorio atteso che le stesse non presentano elementi rilevanti in relazione a quanto di diretta competenza dell'Autorità, pur evidenziando, tuttavia, che l'introduzione di specifici criteri volti a valorizzare il contributo delle procedure competitive alla resilienza potrebbe comportare, in esito alle procedure concorsuali relative al contingente aggiuntivo, un aumento dei costi che ne derivano.

Parere al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2024 della Cassa per i servizi energetici e ambientali e copertura dei relativi costi di funzionamento per l'esercizio 2025

Con la delibera 22 luglio 2025, n. 345/2025/I, l'Autorità ha espresso al Ministero dell'economia e delle finanze parere favorevole in ordine all'approvazione del bilancio di esercizio 2024 della Cassa per i servizi energetici e ambientali e ha autorizzato la stessa a effettuare, per l'esercizio 2025, il prelievo di natura commissionale di cui all'art. 7, comma 2, del regolamento di amministrazione e contabilità nella misura pari allo 0,467 per mille del valore degli importi riscossi ed erogati risultanti dal rendiconto finanziario di cui al bilancio 2024.

Parere al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica sulla valutazione dello schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2025

Con la delibera 5 agosto 2025, n. 391/2025/I/EEL, l'Autorità ha espresso al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica gli esiti della propria valutazione in ordine allo schema di piano di sviluppo 2025:

- prende atto che per i seguenti interventi non sono previste attività realizzative nell'orizzonte decennale di piano: i) opera di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, facente parte del più ampio intervento con codice 200-I; ii) intervento in valutazione 354-S Interconnessione Isola del Giglio; iii) intervento in valutazione 630-S Interconnessione Isola di Favignana; iv) intervento in valutazione 160-S Nuova interconnessione 132 kV "Nava-S. Dalmas"; ivv) intervento codice 1-I di "Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge n. 99/2009"; ivvv) intervento codice 167-P "Razionalizzazione Valchiavenna"; g) intervento in valutazione 205-S Elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia-Slovenia; y) intervento in valutazione 206-S Elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto; yy) interventi 563/1-P e 563/2-P "Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)" yyy) opera HVDC Fiumesanto-Montalto nell'ambito dell'intervento 732-P;
- esprime valutazione favorevole all'intervento "Interconnessione HVDC Italia-Montenegro", per il quale erano stati previsti approfondimenti nel precedente parere;
- prevede che gli interventi "HVDC Milano-Montalto" codice 355-P, "Dorsale Adriatica HVDC Foggia-Forlì" codice 447-P, l'opera Sardinian Link nell'ambito dell'intervento 732-P, l'interconnessione "nuovo HVDC Italia/Grecia" codice 554P, per cui è previsto il riconoscimento delle spese preliminari alla realizzazione (c.d. approvazione a due fasi), non siano oggetto di approvazione;
- rilascia il nulla osta all'approvazione dello schema di piano di sviluppo 2025 da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, a esclusione delle opere e degli interventi indicati ai precedenti punti 2 e 4 e a ulteriore condizione che: 1) la valutazione sull'intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601I sia condizionata alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla delibera n. 176/2020/R/EEL; 2) che la valutazione sull'intervento SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale, codice 301-P, sia condizionata alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla delibera n. 416/2024/R/EEL;
- conferma come parte integrante e prioritaria del piano di sviluppo i seguenti progetti di promotori diversi da Terna: a) PCI codice 2.4 interconnessione Somplago (IT) -Wurmlach (AT); b) interconnessione AC 110 kV Redipuglia (IT)-Vrtojba (SI); c) interconnessione AC 110-132 kV Dekani (SI)-Zaule (IT);
- in riferimento al rapporto 2026 di avanzamento del piano di sviluppo 2025, chiede alla società Terna: a) di chiarire lo stato di avanzamento dell'intervento codice 412-P "Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile tra Campania e Molise"; b) di chiarire lo stato di avanzamento dell'intervento codice 433-P "Rimozione 24 derivazione rigida S. Angelo";
- con riferimento ai prossimi piani di sviluppo, in esito alle verifiche di coerenza ai sensi dell'art. 36, comma 14-*bis*, del decreto legislativo n. 93/11, intende richiedere alla società Terna: a) di attribuire elevata priorità, per quanto fattibile viste le ricorrenti complessità autorizzative, a progetti di interconnessione con Francia, Svizzera e Austria, alla luce dell'utilità di realizzare nuova capacità di trasporto su tali frontiere; b) di identificare chiaramente le attività previste (localizzazioni e caratteristiche tecniche) per l'intervento codice 1-I "Incre-

mento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge n. 99/2009" e per gli interventi allo studio "Corridoio Nord-Sud Italia-Svizzera-Germania" e "Galleria di Base del Brennero".

Parere al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti sullo schema di decreto ministeriale avente a oggetto l'adozione di uno stralcio attuativo del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico (PNIISSI)

Con la delibera 5 agosto 2025, n. 401/2025/IDR, l'Autorità, ai sensi dell'art. 1, comma 516, della legge n. 205/17, ha espresso al Ministero delle infrastrutture e dei trasporti parere favorevole, in merito allo schema di decreto recante "*Adozione di uno stralcio attuativo del Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico* (PNIISSI)", ribadendo il proprio impegno a monitorare gli adempimenti dei soggetti attuatori relativamente al riordino degli assetti del servizio idrico integrato e all'ottemperanza agli obblighi della regolazione *pro tempore* vigente, al fine di evitare che tali requisiti, oggi in possesso dei destinatari delle misure in questione, possano venire meno nel corso della durata dei relativi interventi oggetto di stralcio.

Rapporti con altre istituzioni ed enti

Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato

Nel corso del 2025 è proseguito il rapporto di collaborazione tra l'Autorità e l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), formalizzato nell'ambito del Protocollo quadro di intesa del 2012, che definisce le modalità di coordinamento tra le due Istituzioni nei settori di comune interesse, prevedendo scambi reciproci di documenti, dati e informazioni, nonché di pareri utili allo svolgimento delle rispettive funzioni.

In particolare, per quanto attiene alla tutela dei consumatori, con specifico riguardo alle pratiche commerciali scorrette nei settori regolati, come noto, la collaborazione e il coordinamento istituzionale tra le due Autorità si realizza lungo le linee tracciate dal Protocollo integrativo del 2014, che prevede la segnalazione reciproca, nell'ambito di procedimenti di diretta competenza, di casi di pratiche commerciali scorrette e di violazioni della normativa e/o della regolazione nei settori dell'energia elettrica, del gas e dei servizi idrici. Nell'ambito del menzionato Protocollo integrativo, ARERA e AGCM cooperano anche attraverso il Gruppo di lavoro permanente, composto da membri designati da ciascuna delle due Autorità, che monitora costantemente l'attuazione del Protocollo al fine, tra l'altro, di evitare sovrapposizioni tra gli interventi di ciascuna istituzione e di segnalare fattispecie meritevoli di particolare attenzione e istruzione per il miglior coordinamento dei reciproci interventi istituzionali.

La proficua cooperazione tra le due Istituzioni si è realizzata anche mediante l'attività consultiva, che si è concretizzata nel rilascio di quattro pareri, così come richiesto dal Codice del consumo, da parte dell'Autorità all'AGCM nell'ambito di procedimenti da quest'ultima avviati e riguardanti pratiche commerciali scorrette poste in essere da operatori attivi nella fornitura di energia elettrica e gas e nel settore idrico. Il Codice del consumo prevede, infatti, che nei settori regolati l'AGCM eserciti i propri poteri acquisito il parere dell'Autorità di regolazione com-

petente. I quattro pareri emessi dall'Autorità hanno valutato gli impegni presentati dagli operatori interessati dalle istruttorie dell'AGCM, al fine di verificarne la compatibilità con le misure previste dalla regolazione a tutela dei clienti e degli utenti finali.

In particolare, due pareri resi nel settore dell'energia elettrica e del gas hanno riguardato le modalità di comunicazione delle informazioni fornite ai clienti finali da parte degli operatori in occasione dei rinnovi contrattuali. In tale occasione, l'Autorità ha ribadito che l'atto di rinnovo, come tutti gli altri atti recettizi, deve essere ricevuto dal cliente e, pertanto, in caso contrario, non possa considerarsi perfezionato.

Il terzo parere in materia di energia elettrica e gas è stato reso nell'ambito di un procedimento avente a oggetto il reiterato mancato accoglimento, da parte dell'operatore interessato, delle istanze di prescrizione biennale in assenza di adeguati elementi e riscontri probatori nei confronti dei clienti finali.

Infine, con il parere adottato nel settore idrico, l'Autorità ha valutato gli impegni presentati dall'operatore all'AGCM in relazione alla condotta contestata, consistente nel minacciare il distacco della fornitura idrica all'intero condominio, includendo anche gli utenti regolarmente solventi, nei casi di morosità di uno o più condòmini.

Nel solco della collaborazione prevista dal Protocollo integrativo, l'Autorità ha, inoltre, trasmesso all'AGCM la documentazione pervenuta tramite lo Sportello per il consumatore Energia e Ambiente, avente a oggetto gli esiti del monitoraggio sulle segnalazioni di clienti finali dei settori elettrico e gas e relativa a specifiche condotte suscettibili di possibili seguiti di competenza dell'AGCM.

L'insieme dei citati strumenti di interazione continua a confermare, anche per il 2025, il buon funzionamento del rapporto istituzionale tra ARERA e AGCM e il ruolo centrale del coordinamento tra Autorità nel garantire un sistema di tutele efficace e coerente per i consumatori dei settori regolati.

Garante per la protezione dei dati personali

Nel corso del 2025 è continuata la cooperazione con il Garante per la protezione dei dati personali (Garante), con riferimento ai temi legati a profili di tutela dei clienti finali dei settori regolati dall'Autorità. In particolare, si segnala la collaborazione con il Dipartimento Realtà Pubbliche del Garante, per l'adozione, da parte dell'Autorità, della disciplina attuativa del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 21 gennaio 2025, n. 24, in materia di *bonus* sociale per disagio economico per gli utenti domestici del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani.

Con la delibera 29 luglio 2025, n. 355/2025/R/rif, l'Autorità ha, infatti, regolato, tramite azione coordinata con il Dipartimento e in linea con le stringenti tempistiche previste dal richiamato decreto, gli scambi dei dati personali tra l'INPS, la stessa Autorità e i Comuni italiani al fine di assicurare agli aventi diritto la tempestiva e automatica ricezione del *bonus*, così garantendo il corretto trattamento dei dati, in particolare di quelli degli aventi diritto minorenni.

Inoltre, grazie all'efficace dialogo interistituzionale, si è anche proceduto ad apportare interventi sostanziali alla disciplina del *bonus* sociale nel settore idrico, superando criticità ed *empasse* che ostacolavano la ricezione del corrispondente beneficio da parte di numerosi aventi diritto, sin dal 2021.

Si è, altresì, lavorato, di concerto, alla disciplina degli aspetti relativi al trattamento dei dati ai fini dell'erogazione del contributo straordinario sulle forniture di energia elettrica dei clienti domestici, previsto dal decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19, che ha consentito il tempestivo riconoscimento dell'importo *una tantum* previsto.

Infine, si segnala che con il Dipartimento Reti Telematiche e Marketing del Garante è costante e fruttuoso lo scambio di informazioni e il supporto nelle indagini volte a reprimere le condotte di *marketing* selvaggio di operatori del settore elettrico e gas per l'acquisizione di clienti finali.

Governo

Gruppi di lavoro interistituzionali per il recepimento della normativa eurounitaria

Nel corso del 2025 sono proseguite le attività di collaborazione con i ministeri preposti, al fine della completa attuazione della normativa eurounitaria in materia ambientale, con particolare riferimento ai seguenti atti normativi:

- direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2000, che istituisce un "Quadro per l'azione comunitaria in materia di acque" (c.d. direttiva Quadro acque);
- direttiva 2020/2184/EU del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2020, concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonde la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva Acque potabili)[2];
- regolamento n. 2020/741/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua reflua depurata;
- direttiva 2024/3019/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 novembre 2024, concernente il trattamento delle acque reflue urbane, che rifonde la precedente direttiva 91/271/CEE (c.d. direttiva Acque reflue).

L'Autorità è stata, inoltre, coinvolta nell'Indagine denominata "*Subnational Business Ready*", commissionata alla Banca mondiale dalla Direzione generale della politica regionale e urbana (DG REGIO) della Commissione europea, al fine di valutare il costo della burocrazia e dei servizi sul settore imprenditoriale.

Per maggiori informazioni si veda il Capitolo 6 del presente Volume.

2 Pubblicata in data 16 dicembre 2020.

Ministero della salute e Istituto superiore di sanità

Nel corso del 2025 è proseguita l'attività di collaborazione con il Ministero della salute e l'Istituto superiore di sanità (ISS), finalizzata alla piena applicazione del decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della direttiva Acque potabili[3], che nell'anno in considerazione è stato modificato e integrato a seguito dell'approvazione del decreto legislativo n. 102/2025.

Come di consueto, su richiesta dell'ISS (che, insieme al Ministero della salute, mantiene il ruolo di *focal point*), inoltre, l'Autorità è stata chiamata a partecipare al gruppo di lavoro finalizzato all'aggiornamento dell'indagine *Water Global Analysis and Assessment of Sanitation and Drinking-Water (GLAAS) 2024-25* dell'Organizzazione mondiale della sanità (OMS).

Per maggiori approfondimenti si rimanda al Capitolo 6 del presente Volume.

Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica

Nel corso dell'annualità 2025, infine, l'Autorità ha supportato il MASE nella redazione del riscontro al Relatore speciale sui diritti umani all'acqua potabile e ai servizi igienico-sanitari per la predisposizione del rapporto dedicato al tema "*Democratic water governance under a human rights-based approach*".

L'Autorità ha continuato a supportare i lavori del MASE per la predisposizione degli atti normativi collegati al regolamento (UE) n. 2020/741 del Parlamento europeo e del Consiglio, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua reflua depurata (direttamente applicativo e in vigore dal 26 giugno 2023).

In aggiunta ai temi legati ai pertinenti finanziamenti PNRR e alle questioni relative al recepimento della normativa eurounitaria, l'Autorità ha provveduto alla messa a disposizione –per il tramite del MASE – dei dati di propria competenza alle Autorità di bacino distrettuale ai fini dell'aggiornamento dei Piani di gestione delle acque per il periodo 2027-2033, oltre alla partecipazione a tavoli relativi a questioni specifiche.

Su queste e altre collaborazioni si veda il Capitolo 6 del presente Volume.

Nel corso del 2025 l'Autorità ha assicurato la propria partecipazione alle riunioni dell'Organismo di vigilanza dei consorzi e dei sistemi autonomi per la gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti da imballaggi, istituito dal MASE ai sensi del nuovo comma 4-*bis* dell'art. 206-*bis* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, introdotto dal decreto legge 23 settembre 2022, n. 144[4].

Per maggiori informazioni si veda il Capitolo 8 del presente Volume.

3 Nell'ambito del processo di revisione della direttiva, l'Autorità aveva partecipato a un tavolo tecnico coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e l'ISS, volto alla predisposizione di contributi.

4 Cfr. art. 22, comma 3, del decreto legge n. 144/22, recante: *"Ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)"*.

Altre collaborazioni istituzionali

Con il **Ministero delle infrastrutture e trasporti** è proseguita la collaborazione sui temi infrastrutturali legati ai finanziamenti pubblici, specie con riferimento a PNRR e PNIISSI, i cui rilevanti contenuti sono descritti al successivo Capitolo 6.3.

Sempre in tema di collaborazioni ministeriali, nel luglio 2024, l'Autorità è stata coinvolta dal Dipartimento per la trasformazione digitale della **Presidenza del Consiglio dei ministri** nella partecipazione a un tavolo tecnico congiunto anche con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM), con la finalità di mettere a fattor comune le competenze ed esperienze di soggetti istituzionali per favorire l'infrastrutturazione digitale ed energetica all'interno degli edifici, in linea con gli orientamenti europei e nazionali.

Nel corso del 2025 l'Autorità ha proseguito anche l'attività di messa a disposizione dei propri dati sul settore per rispondere ad altre richieste istituzionali, tra le quali occorre ricordare, innanzitutto, l'invio al Servizio Studi, **Dipartimento Ambiente della Camera dei deputati,** nel marzo scorso, di un set di dati che evidenziano la situazione rilevabile sul territorio nazionale in termini di qualità del servizio idrico integrato e di sforzo di investimento recentemente profuso, suddividendo i risultati per regione.

Richieste di condivisione dei dati di qualità e investimenti con *focus* territoriale sono pervenute anche dalla Divisione Analisi e ricerche economiche territoriali di **Banca d'Italia**.

Per approfondimenti consultare il Capitolo 6 del presente Volume.

Nel corso del 2025 l'Autorità ha proseguito la sua attività di partecipazione alla Cabina di regia sulla transizione ecologica, istituita dall'**Ente Italiano di Normazione (UNI)**, con la finalità di supportare la *governance* UNI nell'implementazione delle Linee Strategiche 2021-2024, suggerendo, sviluppando e monitorando azioni specifiche nel quadro degli obiettivi e delle priorità individuati. Le principali aree di intervento sono: i cambiamenti climatici, la protezione dell'ambiente (acqua, suolo, aria, biodiversità), l'economia circolare, i rifiuti e l'agricoltura sostenibile.

A questo proposito si veda anche il Capitolo 8 del presente Volume.

Arma dei Carabinieri

Ai sensi del Protocollo di Intesa sottoscritto nel 2022 tra l'Autorità e l'Arma dei Carabinieri, l'Arma collabora con l'Autorità per lo svolgimento degli accertamenti richiesti nei confronti dei soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità nei settori della Divisione Ambiente, nonché, compatibilmente con le priorità istituzionali, nei settori della Divisione Energia e del Segretariato Generale.

Con la delibera n. 164/2024/A, l'Autorità ha approvato le disposizioni relative al Nucleo Carabinieri posto a supporto dell'Autorità medesima (Nucleo CC ARERA) per lo svolgimento di attività di *enforcement* e di specifiche attività progettuali. Il Nucleo CC ARERA è stato istituito, nell'ambito dell'organizzazione centrale del Comando

Carabinieri per la tutela ambientale e la sicurezza energetica, con il decreto del Ministro della difesa 9 giugno 2025.

Il personale del Nucleo CC ARERA, oltre a poter essere impiegato, all'occorrenza, in attività di controllo e ispezione con sopralluogo, fornisce, di norma, supporto nello svolgimento di specifiche azioni che richiedono competenze tecnico professionali di alto livello, prevalentemente nei settori ambientali.

Le attività svolte dal Nucleo CC ARERA nel 2025 sono descritte in maggior dettaglio nel Capitolo 11 del presente Volume.

Guardia di finanza

Nel mese di luglio 2025, con la delibera n. 307/2025/A, è stato rinnovato il Protocollo di Intesa disciplinante i rapporti di collaborazione tra l'Autorità e la Guardia di finanza, adeguandolo al mutato contesto di riferimento sia in relazione all'evoluzione del quadro normativo dei settori regolati sia con riguardo alla più ampia riforma organizzativa intrapresa dall'Autorità e alle varie forme di collaborazione in essere con i diversi soggetti pubblici. Il nuovo accordo protocollare è stato perfezionato nel mese di agosto 2025, a conferma della reciproca volontà delle Parti di proseguire la collaborazione istituzionale a tutela degli interessi dei cittadini, delle famiglie e delle imprese. Il reparto della Guardia di finanza deputato a prestare collaborazione anche a favore dell'Autorità è il Nucleo Speciale Beni e Servizi, istituito nell'ambito dei Reparti Speciali alle dipendenze del Comando Unità Speciali. Tale Nucleo svolge, tra gli altri, compiti di vigilanza, prevalentemente nei settori dell'energia. Il personale della Guardia di finanza collabora con gli Uffici dell'Autorità nello svolgimento delle attività di ispezione con sopralluogo nonché nelle attività di controllo telefonico e documentale, progressivamente intensificate a tutela degli interessi dei consumatori. Per una descrizione dettagliata delle attività svolte nel 2025 con la collaborazione della Guardia di finanza, si rimanda al Capitolo 11 di questo Volume.

Accountability, trasparenza e anticorruzione

Accountability

L'attività di rendicontazione è stata svolta anche nel 2025 nelle modalità tradizionali della *Relazione Annuale* e del *Rapporto annuale alla Commissione europea e all'ACER*, nonché attraverso altri rapporti previsti per legge. Nel sistema di *accountability* dell'Autorità ha continuato, inoltre, a svolgere un ruolo fondamentale lo strumento della consultazione pubblica, con il fine di assicurare il pieno coinvolgimento dei soggetti interessati nella fase di disegno dei provvedimenti regolatori a carattere generale.

Come descritto in dettaglio nel Capitolo 12, nel corso del 2025 sono state svolte 42 consultazioni pubbliche sui temi di regolazione a carattere generale; di queste, 6 hanno rappresentato il secondo *round* di consultazione in altrettanti procedimenti per i quali l'*iter* di adozione del provvedimento finale, in virtù di tale duplice *round* di consultazione, è sostanzialmente assimilabile all'Analisi di Impatto della Regolazione (AIR) [5].

Con riferimento ai temi istituzionali, con il documento 9 dicembre 2025, n. 547/2025/A è stata avviata la consultazione per l'adozione del *Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2026-2028 (di seguito: PTPCT)*. Il documento riporta l'aggiornamento del *PTPCT* dell'Autorità per il periodo indicato, conformemente a quanto stabilito dalla normativa in materia e in coerenza con le indicazioni dell'Autorità nazionale anticorruzione e con le prescrizioni contenute, da ultimo, nel PNA 2025. Il *PTPCT* illustra l'organizzazione dell'Autorità e le sue funzioni e presenta, nell'ambito della metodologia della gestione dei rischi corruttivi, con riguardo a tutti gli ambiti di intervento, l'analisi, aggiornata annualmente, dei processi decisionali i cui esiti impattano sulla comunità, sugli utenti e sugli *stakeholder*.

Con riferimento agli ambiti di intervento più rilevanti e complessi, l'Autorità può decidere di sottoporre i relativi procedimenti ad Analisi di Impatto della Regolazione (AIR), che consente di valutare *ex ante*, in termini qualitativi e/o quantitativi, le ricadute di una decisione, migliorando così la qualità dell'attività normativa o regolatoria, sotto il profilo sia della trasparenza che della proporzionalità.

Nel 2025 l'Autorità ha avviato e disposto di sottoporre ad AIR, anche con modalità semplificate, il *procedimento per la definizione di primi criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti del servizio di gestione dei rifiuti urbani*, che si è concluso nel corso dello stesso anno 2025 con la pubblicazione del provvedimento finale e della relativa *Relazione AIR*, tenuto conto degli esiti di due successivi *round* di consultazione e di incontri tecnici di approfondimento con i diversi *stakeholder*. Nel corso del 2025, inoltre, sono proseguite le attività istruttorie e di consultazione dei soggetti interessati nell'ambito di ulteriori due procedimenti, avviati negli anni precedenti e che l'Autorità ha contestualmente disposto di sottoporre ad AIR: il *procedimento per la definizione della regolazione tariffaria a regime del servizio di teleriscaldamento*, avviato nel 2023 e oggetto, tra l'altro, di due successive proroghe dei termini di conclusione, e il *procedimento di aggiornamento e revisione della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (c.d. TIQV)*, avviato nel 2024 e concluso parzialmente (per gli aspetti non sottoposti ad AIR) nel 2025.

Nel corso del 2025 la metodologia AIR, introdotta dall'Autorità nel 2008 (delibera GOP 46/08; nel seguito: *Guida AIR*), è stata oggetto di revisione e aggiornamento alla luce dell'esperienza maturata nella sua applicazione, dell'evoluzione delle tecniche di AIR in ambito nazionale e internazionale, nonché del mutato assetto organizzativo. Il relativo procedimento è stato avviato con delibera 1° aprile 2025, n. 151/2025/A, che ne ha individuato gli

5 Segnatamente: Il *procedimento in materia di riforma del processo di cambio fornitore "in 24 ore" nel settore elettrico, in attuazione del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, e per la revisione delle disposizioni che regolano il servizio di precheck; il procedimento per la predisposizione di schemi tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio idrico integrato, in coerenza con quanto previsto dal decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201, recante "Riordino della disciplina dei servizi pubblici locali di rilevanza economica"*, avviato con la delibera n. 51/2023/R/idr; il *procedimento in materia di aggiornamento della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani e di semplificazioni al Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani (TQRIF)*, avviato con la delibera n. 23/2025/R/rif; il *procedimento in materia di separazione contabile e amministrativa nel settore rifiuti*, avviato con la delibera n. 27/2024/R/rif; il *procedimento in materia di criteri di articolazione tariffaria agli utenti del servizio di gestione dei rifiuti urbani (TICSER-Testo integrato corrispettivi servizio gestione rifiuti)*, avviato con la delibera n. 56/2025/R/rif; il *procedimento in materia di metodo tariffario rifiuti per il terzo periodo regolatorio (c.d. MTR-3)*, avviato con la delibera n. 57/2025/R/rif.

obiettivi principali[6]. Tenuto conto delle osservazioni e dei commenti ricevuti sul documento di consultazione 1° aprile 2025, 152/2025/A, con la delibera 18 giugno 2025, n. 255/2025/A l'Autorità ha adottato il *Regolamento per lo svolgimento dell'AIR* di cui all'Allegato A al provvedimento (nel seguito: *Regolamento o Regolamento AIR*), la relativa *Relazione Illustrativa* (Allegato 1) e le *Indicazioni metodologiche e procedurali per lo svolgimento dell'AIR* (Allegato 2), che ne costituiscono parte integrante e sostanziale. Le disposizioni del *Regolamento,* si applicano ai procedimenti avviati successivamente alla data della sua entrata in vigore. Nel seguito se ne riassumo i contenuti principali.

- ***Ambito di applicazione dell'AIR***. Il *Regolamento*, come già la precedente metodologia (*Guida AIR*), riserva l'applicazione dell'AIR ai provvedimenti particolarmente rilevanti ove sia effettivamente utile per ponderarne le scelte[7]; al contempo, il *Regolamento*, rispetto alla precedente *Guida AIR*, individua le sole categorie di provvedimenti esclusi allo svolgimento dell'AIR, precisando e aggiornando i relativi criteri di esclusione e lasciando la selezione delle concrete fattispecie da sottoporre ad AIR a una valutazione da effettuare caso per caso, in base ai contenuti e alla portata dell'atto di regolazione[8].
- ***I contenuti "minimi" dell'AIR***. Il *Regolamento* prevede lo svolgimento del percorso di AIR attraverso l'esame di contenuti "minimi", fatti salvi gli aspetti specifici correlati alle caratteristiche proprie di ogni provvedimento. Lo sviluppo di tali contenuti "minimi", si articola secondo un percorso metodologico parallelo al processo decisionale, così costituito: a) compilazione del Piano di attività AIR; b) descrizione dell'ambito di intervento, del contesto normativo e regolatorio, delle motivazioni e dell'eventuale rilevanza strategica dell'intervento; c) indicazione degli obiettivi specifici perseguiti alla luce degli obiettivi generali dell'Autorità; d) identificazione dei soggetti destinatari, diretti e indiretti; e) individuazione delle opzioni regolatorie; f) analisi e comparazione delle opzioni regolatorie; g) scelta motivata dell'opzione regolatoria.
- ***Le fasi dell'AIR.*** Il *Regolamento* identifica le fasi in cui si articola l'AIR, nel corso delle quali vengono elaborati i contenuti "minimi" dell'analisi, che confluiscono nei documenti elaborati nel procedimento decisionale dell'Autorità[9].
- ***Le forme di AIR***. I contenuti "minimi" caratterizzano il normale svolgimento dell'AIR. In un'ottica di maggiore duttilità dello strumento, il *Regolamento* disciplina anche forme di AIR differenti, per tempistica e grado di approfondimento, prevedendo, in particolare: i) il possibile svolgimento di un'*AIR preliminare*, intesa come

6 Che sono: a) definire in modo organico, mediante l'adozione di un regolamento, i principi, le fasi e le metodologie che connotano la procedura AIR; b) disciplinare le forme dell'AIR, anche secondo modalità semplificate o svolta in via preliminare, in ragione del tipo di intervento o di istruttoria; c) revisionare i criteri di selezione dei procedimenti da sottoporre ad AIR; d) adeguare le modalità di pianificazione delle attività AIR all'organizzazione della struttura dell'Autorità e ai vigenti strumenti di programmazione strategica e operativa; e) stabilire alcuni principi di carattere generale e previsioni per lo svolgimento delle attività di monitoraggio e di verifica degli effetti della regolazione, in coerenza con le logiche di valutazione di impatto della regolazione (VIR).

7 In ossequio al principio di proporzionalità, che impone all'amministrazione di non aggravare il procedimento con attività non strettamente indispensabili per conseguire lo scopo prefissato, e in linea con i principi espressi dalla giustizia amministrativa nonché in ambito europeo.

8 In particolare, il *Regolamento AIR* esclude dall'applicazione dell'AIR i procedimenti i cui atti: a) presentano i caratteri dell'urgenza; b) hanno contenuto vincolato; c) non introducono novità rilevanti o significative negli impatti nel sistema regolatorio in vigore; d) comportano una mera revisione formale di atti o impianti regolatori già in vigore; e) sono esecutivi della legislazione primaria, di decisioni giurisdizionali o di adeguamento a normativa sopravvenuta, nonché hanno carattere meramente attuativo o interpretativo della regolazione vigente, per i quali non sussistono apprezzabili margini di discrezionalità in merito alle modalità di intervento; f) non hanno contenuto prevalentemente regolatorio, quali, per esempio, i pareri, le segnalazioni, i provvedimenti individuali, ispettivi, sanzionatori, di programmazione e di organizzazione interna.

9 Che di norma sono: la delibera di avvio, il primo documento di consultazione, l'eventuale secondo documento di consultazione e la delibera finale. La *Relazione AIR* ripercorre l'intero processo istruttorio, offrendo un quadro riassuntivo delle fasi dell'analisi di impatto della regolazione e del percorso che ha condotto alla scelta che è stata adottata dall'Autorità con il provvedimento finale.

strumento di supporto alla decisione di avviare o meno un nuovo procedimento[10]; ii) lo svolgimento di un'*AIR con forme semplificate*, in ragione del tipo di istruttoria[11].

- ***Le indicazioni metodologiche e procedurali per lo svolgimento dell'AIR.*** Come sopra accennato, l'Allegato 2 al *Regolamento* illustra nel dettaglio le indicazioni metodologiche e procedurali per lo svolgimento dell'AIR, prevedendo che queste siano di volta in volta adattate al caso specifico per tener conto delle peculiarità dell'intervento regolatorio oggetto di AIR. Per un'illustrazione di dettaglio del contenuto di tali indicazioni si rimanda al suddetto Allegato 2 del *Regolamento*. In questa sede, pare utile evidenziare, in primo luogo, la previsione che la descrizione delle opzioni regolatorie considerate includa, di norma, l'opzione di non intervento (c.d. "opzione zero"), quale termine di confronto per valutare gli effetti attesi delle opzioni di intervento e che può emergere come scelta ottimale se l'analisi indica che mantenere lo *status quo* è preferibile rispetto all'introduzione di nuove misure regolatorie[12]. In secondo luogo, la metodologia prevede un percorso di valutazione delle opzioni regolatorie tipicamente articolato in due fasi consequenziali: a) *una valutazione preliminare di natura qualitativa*, avendo riguardo agli obiettivi specifici perseguiti dal procedimento, che deve essere condotta ricorrendo il più possibile a criteri espliciti, anche comuni a più obiettivi, dei quali il *Regolamento* fornisce alcuni esempi; b) la *valutazione degli effetti attesi sui destinatari,* di norma effettuata con riferimento all'opzione zero e che può essere di natura *qualitativa* o, laddove possibile, consistere in una *quantificazione in termini fisici o monetari* degli impatti attesi, oppure può *combinare entrambi gli approcci*, qualitativo e quantitativo.
- ***Le attività di monitoraggio e di verifica degli effetti della regolazione***. Il *Regolamento* prevede che, qualora l'Autorità intenda svolgere un monitoraggio *in itinere* o una verifica *ex-post* degli effetti di un provvedimento adottato, secondo logiche di valutazione di impatto della regolazione, procede a individuare in anticipo: gli indicatori quantitativi e/o qualitativi che ritiene opportuno impiegare a tal fine; le necessarie raccolte dati; i soggetti che parteciperanno al sistema di monitoraggio. I provvedimenti da sottoporre a verifica di impatto della regolazione (VIR) sono selezionati dall'Autorità tra i provvedimenti già oggetto di AIR e di particolare rilevanza per il mercato. Allo svolgimento delle attività di VIR si applicano, per quanto compatibili, le disposizioni del *Regolamento* relative all'AIR.

Trasparenza

La trasparenza, valore immanente dell'ordinamento ed espressione di democrazia politica e amministrativa, è qualità delle Amministrazioni volta a rendere accessibili, ai cittadini, dati e informazioni, ad assicurare la conoscenza di processi decisionali e organizzativi e a ridurre, conseguentemente, le possibili asimmetrie informative tra potere pubblico e collettività.

La trasparenza è anche una condizione dell'*accountability*: l'accessibilità dei documenti pubblici, oltre a soddisfare il diritto all'informazione riconosciuto dal decreto legislativo n. 97/2016 e ispirato alla legislazione FOIA (*Freedom of Information Act*) è, infatti, strumento attraverso il quale diviene possibile verificare i risultati dell'a-

10 Tipicamente in settori o ambiti di nuovo intervento regolatorio i cui esiti sono oggetto di pubblicazione

11 Che può risultare efficace nel caso in cui l'istruttoria sia connotata da una minore complessità; per esempio quando le opzioni siano già sufficientemente circoscritte, o la minore profondità di analisi dipenda da criteri di economicità ed efficienza e dai tempi disponibili per attuare l'intervento regolatorio, o nel caso in cui sia correlata a limitati margini di discrezionalità.

12 La metodologia prevede che, in taluni casi, la valutazione dell'opzione zero possa essere omessa, o possa essere limitata a specifici aspetti dell'intervento regolatorio.

zione amministrativa, pure in relazione alle risorse impegnate. È proprio attraverso la rendicontazione dei risultati che trasparenza e *accountability* contribuiscono a favorire l'integrità dei processi decisionali e la responsabilizzazione di chi vi è preposto.

Il legame funzionale tra trasparenza e strategia di prevenzione della corruzione si rinviene nella disciplina organica degli obblighi di pubblicazione di cui al "decreto trasparenza" (decreto legislativo n. 33/2013) nonché nel diritto di accesso civico riconosciuto, dal medesimo decreto, in capo a chiunque e senza necessità di motivazione. In coerenza al complessivo quadro normativo e regolamentare di riferimento nonché alle indicazioni contenute nei Pna e nelle Linee Guida Anac, l'Autorità ha declinato gli specifici obiettivi di trasparenza nell'ambito del suo Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza.

Tutte le strutture dell'Autorità, con intensità specifiche che variano a seconda delle differenti tipologie e dei differenti volumi di dati e di informazioni detenute, sono coinvolte nell'assolvimento degli obblighi di pubblicazione, per il cui corretto adempimento vengono, inoltre, sistematicamente effettuate attività di monitoraggio e controllo, di primo e secondo livello, da parte rispettivamente dei Dirigenti responsabili delle strutture interessate e del Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza.

Aderendo alle disposizioni delle delibere Anac n. 485/2024 e n. 481/2025 si è provveduto, già negli ultimi mesi dello scorso anno, ad adottare gli schemi di pubblicazione relativi agli artt. 4-*bis*, 13 e 31 del decreto legislativo n. 33/2013 e si è proceduto, altresì, ad adeguare l'architettura del sito "Amministrazione Trasparente" secondo la logica di standardizzazione promossa da Anac.

Relativamente al diritto di accesso, nelle varie forme previste dalla legge, l'Autorità pone in essere le azioni necessarie volte a garantirne il più ampio esercizio: nel sito "Amministrazione Trasparente" – sezione "Altri contenuti – Accesso civico e accesso documentale", si possono rinvenire il regolamento unico sull'accesso, adottato già nel 2021, le schede informative sull'accesso civico semplice, civico generalizzato e documentale e la relativa modulistica, oltre ai registri degli accessi, aggiornati con cadenza semestrale.

Anticorruzione

Con delibera n. 16/2025/A, del 28 gennaio 2025, il Collegio dell'Autorità ha approvato il Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2025-2027. L'adozione del Piano ha fatto seguito alla preventiva definizione, da parte del medesimo Collegio, di obiettivi strategici sia in chiave anticorruzione che trasparenza, nonché all'espletamento di una procedura di consultazione pubblica (DCO n. 551/2024/A).

Nel gennaio 2026, il Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza ha redatto, ai sensi della legge n. 190/2012 e secondo il format predisposto da Anac, la Relazione annuale per la verifica e il monitoraggio circa l'attuazione delle misure di prevenzione e contrasto della corruzione, pubblicata nell'apposita sezione del sito internet "Amministrazione trasparente" e alla quale si rinvia per massima completezza.

Le attività di prevenzione della corruzione, nel periodo interessato, sono state orientate alla predisposizione e attuazione di misure generali e specifiche, così come previste nel Piano stesso.

Anche nel corso del 2025, si è proceduto, coerentemente a quanto programmato nel PTPCT, alla rilevazione, in sede di self-assesment, dello stato di implementazione e attuazione delle varie misure anticorruttive, cui sono seguite attività di verifica, approfondimento e confronto tra Rpct e singole strutture organizzative, con la finalità – secondo la logica propria del ciclo di gestione del rischio – di migliorare, ove necessario, l'adeguatezza delle misure stesse e del complessivo sistema di prevenzione. In sede di elaborazione del Piano e del suo aggiornamento, si è proceduto, come di consueto, anche alla verifica della mappatura dei processi e dei rischi connessi, onde registrare eventuali riallocazioni, modifiche, integrazioni o eliminazioni, nonché eventuali nuovi processi. La mappatura relativa al PTPCT 2025-2027 ha registrato 117 processi, 61 dei quali relativi all'area Regolazione, 19 all'area Enforcement e 37 all'area Amministrazione e Funzionamento.

Quadro strategico 2022-2025

Rendicontazione del Quadro Strategico 2022-2025

L'art. 8, comma 4, del vigente Regolamento di organizzazione e funzionamento (delibera 12 maggio 2023, n. 201/2023/A) prevede che l'Autorità stabilisca le priorità e gli obiettivi strategici della propria attività regolatoria e li aggiorni periodicamente.

In attuazione di tale previsione, è stato approvato, con delibera 13 gennaio 2022, n. 2/2022/A, il Quadro strategico 2022-2025. Come riportato nella *Relazione Annuale* 2025, il Quadro strategico 2022-2025, si snoda su di un orizzonte temporale quadriennale e i suoi contenuti si articolano in obiettivi strategici che individuano – sia per gli ambiti trasversali a tutti i settori regolati, sia per quelli specifici relativi all'Area Ambiente e all'Area Energia – la strategia complessiva di intervento nello scenario attuale e di medio termine e in linee di intervento che descrivono le principali misure e azioni che l'Autorità intende condurre per la realizzazione di ciascun obiettivo strategico. La visione strategica è stata ispirata dall'esigenza di garantire a tutti i cittadini servizi energetici e ambientali accessibili, anche in termini economici, efficienti, ed erogati con livelli di qualità crescente e convergente, nelle diverse aree del Paese. Al contempo, gli stessi sono stati declinati al fine di essere sostenibili sotto il profilo ambientale e allineati ai principi dell'economia circolare e contribuire alla competitività del sistema nazionale.

In linea con gli impegni assunti dall'Autorità in materia di *accountability* e trasparenza contenuti nel Quadro strategico per il quadriennio 2022-2025, con delibera 14 novembre 2023, n. 525/2023/A è stata approvata la rendicontazione intermedia delle principali attività svolte dal 1° gennaio 2022 al 30 settembre 2023, in attuazione degli obiettivi strategici in esso contenuti. Tali attività rappresentano i punti focali su cui si è principalmente concentrata l'azione regolatoria nel biennio in considerazione.

Successivamente, con delibera 5 agosto 2025, n. 380/2025/A, è stato approvato il documento di rendicontazione finale delle attività svolte dall'Autorità nell'ultimo biennio (periodo ottobre 2023-luglio 2025). Tale documento – in coerenza con l'approccio adottato per il biennio 2022-2023 – dà conto delle principali misure riconducibili

ai 29 obiettivi strategici, articolati in specifiche linee di intervento e raggruppati in tre macro-aree tematiche: *Temi trasversali*, che comprendono azioni a favore del consumatore, dell'innovazione, della semplificazione amministrativa e del rafforzamento istituzionale; *Area Ambiente*, che include, tra l'altro, interventi volti a promuovere la sostenibilità delle infrastrutture idriche e ambientali, la qualità dei servizi e la solidità economico-finanziaria delle gestioni e *Area Energia*, focalizzata sull'efficienza dei mercati all'ingrosso e *retail*, sulla regolazione delle infrastrutture e sulla progressiva decarbonizzazione dei consumi. Nell'ambito della rendicontazione finale, anche in considerazione della scadenza della Consiliatura, è, inoltre, stato fornito un quadro riepilogativo delle principali misure regolatorie che hanno qualificato l'azione dell'Autorità nel periodo in esame, con l'obiettivo di offrire una chiave di lettura utile al successivo Collegio in merito agli ambiti di intervento perseguiti o a quelli ancora da attuare.

Inoltre, nell'imminenza della scadenza naturale della IV Consiliatura (9 agosto 2025), il Collegio, con la delibera 5 agosto 2025, n. 402/2025/A, ha stabilito di *operare, a far data dal 10 agosto 2025, in regime di specifica prorogatio, per una durata massima di sessanta giorni decorrenti dal giorno successivo a quello di scadenza naturale del mandato, esercitando le proprie funzioni limitatamente agli atti di ordinaria amministrazione e a quelli indifferibili e urgenti.*

Per delimitare l'ambito della propria operatività nel periodo di *prorogatio*, il Collegio ha elaborato criteri e procedure, analoghi a quelli definiti dalla precedente Consiliatura, individuando, *ex ante*, macrocategorie di atti rientranti nella sfera dell'ordinaria amministrazione e/o in quella dell'indifferibilità e urgenza. Tale *modus procedendi* è proseguito, senza soluzione di continuità, anche durante il periodo di proroga *ex* decreto legge 3 ottobre 2025, n. 145, terminata il 31 dicembre 2025.

A fine 2025, come previsto dall'art. 1-*bis* del decreto legge 3 ottobre 2025, n. 145 (introdotto, in sede di conversione, dalla legge 18 novembre 2025, n. 173), l'Autorità ha trasmesso alle Camere una Relazione sugli atti di ordinaria amministrazione e quelli indifferibili e urgenti adottati nel corso del periodo di proroga, fino ad avvio della nuova Consiliatura.

CAPITOLO **03**

Regolazione nel settore dell'energia elettrica

Settoriale

Regolazione delle reti e del sistema elettrico

Servizio di dispacciamento

Il sistema elettrico sta attraversando una fase di profondo rinnovamento, con una sempre più crescente penetrazione di risorse diffuse e di piccola taglia (legata agli obiettivi di decarbonizzazione previsti a livello europeo che spingono la produzione di fonti rinnovabili e una maggiore diffusione dell'autoconsumo) a scapito delle risorse concentrate e di grande taglia. Ciò comporta sia maggiori esigenze di riserva per compensare la volatilità della produzione da fonti aleatorie (quali eolica, solare e idroelettrica ad acqua fluente) sia la necessità di abilitare un numero maggiore di risorse (quali carichi, dispositivi di accumulo diffuso come le batterie, impianti di produzione di piccola taglia) alla fornitura dei servizi ancillari globali per far fronte alla riduzione degli impianti di grossa taglia che hanno fornito tali servizi fino a oggi.

Nel nuovo contesto cambia anche la funzione delle reti di distribuzione che diventano "attive", ossia in grado non solo di assorbire energia dalla rete di trasmissione, ma anche di erogare energia in direzione opposta rispetto a quella usuale (cosiddetta inversione di flusso, realtà già concreta in alcune aree del territorio nazionale caratterizzate da una significativa penetrazione della generazione distribuita). Inoltre, in alcune configurazioni, le reti di distribuzione potrebbero sperimentare fenomeni nuovi, quali variazioni repentine di tensione o sovraccarichi, che devono essere risolti localmente. Non è più, quindi, solamente Terna che ha bisogno di servizi ancillari (globali) per garantire l'esercizio in sicurezza delle reti elettriche, ma anche le imprese distributrici devono potersi approvvigionare di appositi servizi (locali) dalle risorse (diffuse) connesse con le loro reti.

In altri termini, nel momento in cui le fonti rinnovabili, distribuite e aleatorie, sostituiscono le fonti tradizionali, concentrate e programmabili, cambiano significativamente le esigenze di regolazione e controllo della rete, sia in termini quantitativi (servono maggiori servizi, quindi tutti devono/possono contribuire) sia in termini qualitativi (anche i servizi assumono carattere distribuito e locale).

Il quadro regolatorio del dispacciamento non può prescindere da questo nuovo scenario: le regole sviluppate agli inizi del mercato elettrico nel 2004, costruite ipotizzando risorse programmabili concentrate, non sono in grado di intercettare i cambiamenti in essere e, pertanto, già da diversi anni l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente ha raccolto questa sfida, avviando con la delibera 30 luglio 2015, n. 393/2015/R/eel uno specifico procedimento, dedicato sia ai servizi ancillari globali sia ai servizi ancillari locali, finalizzato proprio alla redazione di un quadro regolatorio del dispacciamento consono all'evoluzione del sistema elettrico.

Servizi ancillari globali

Per i servizi ancillari globali (ossia quelli richiesti da Terna per la gestione in sicurezza della rete di trasmissione nazionale (RTN) e del sistema elettrico nel suo complesso), un passaggio fondamentale è stato l'adozione, con la delibera 25 luglio 2023, n. 345/2023/R/eel, del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) che, sulla scorta dell'esperienza pluriennale dei progetti pilota di cui alla delibera 5 maggio 2017, n. 300/2017/R/eel e in

coerenza con il quadro regolatorio europeo, ha proposto un modello di dispacciamento in cui tutte le risorse della rete (almeno in linea di principio) possono assumere un duplice ruolo: quello "principale" di produrre o consumare energia e quello "ancillare" di prestare servizi alla rete, che consistono nella disponibilità a modificare il proprio profilo di immissione e prelievo.

Il TIDE, in particolare:

- definisce ruoli e compiti del *Balancing Service Provider* (BSP), responsabile per la fornitura dei servizi ancillari, e del *Balance Responsible Party* (BRP), responsabile della programmazione delle unità, sia di produzione sia di consumo, e della regolazione degli sbilanciamenti; i ruoli possono essere affidati alla medesima entità oppure a entità differenti, secondo la libera scelta adottata dal titolare di ciascuna risorsa;
- favorisce la competizione fra tutte le unità nella fornitura dei servizi ancillari globali in base al principio della neutralità tecnologica: tutte le risorse che rispettano i requisiti tecnici previsti da Terna per un dato servizio possono concorrere per erogarlo;
- separa la fase di programmazione delle unità dalla fase di negoziazione sui mercati dell'energia del giorno prima e infragiornaliero, già sperimentata con l'avvio del *market coupling* infragiornaliero il 21 settembre 2021 limitatamente alle transazioni svolte sulla piattaforma XBID; con il TIDE la separazione diviene completa, con programmazione per tutte le unità indipendente dai quantitativi negoziati dalle singole unità sui mercati, e conseguentemente più aderente alle esigenze tecniche delle unità stesse; l'unico vincolo riguarda le immissioni e i prelievi complessivamente programmati per le unità di competenza di un dato BRP, che devono essere, a livello zonale, non inferiori rispettivamente alle quantità vendute o acquistate sui mercati; in altre parole è data massima flessibilità nella programmazione delle unità nel rispetto dei quantitativi massimi scambiati sui mercati dell'energia;
- razionalizza, in coerenza con il quadro regolatorio europeo derivante dal *Clean Energy Package* e con le disposizioni in materia di *central dispatch* di cui al regolamento (UE) 2195/2017, le finalità del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) che acquisisce la forma di un mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento, in cui l'*Integrated Scheduling Process* nodale si affianca alla partecipazione di Terna alle piattaforme per lo scambio dei prodotti di bilanciamento sviluppate a livello europeo;
- differenzia i servizi a seconda dei perimetri di erogazione nodale (coincidente con un nodo o un aggregato di nodi limitrofi) o zonale (coincidente con una zona di mercato), allineandoli con la nomenclatura dei regolamenti europei e raggruppando nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria tutti i servizi di natura emergenziale richiesti da Terna al di fuori del mercato, quali l'interrompibilità, il teledistacco della produzione rinnovabile, la modulazione della produzione eolica, l'attuazione della procedura per la riduzione della generazione distribuita (RIGEDI);
- ridefinisce i criteri di abilitazione delle risorse per la fornitura dei servizi ancillari globali, sia come singola unità (unità abilitata singolarmente – UAS) sia in aggregato con altre unità a livello nodale (unità virtuale abilitata nodale – UVAN) o zonale (unità virtuale abilitata zonale – UVAZ), consentendo anche ad aggregati di dimensioni contenute di abilitarsi e offrire servizi;
- ridefinisce, in coerenza con i criteri di abilitazione di cui al precedente punto, gli aggregati rilevanti ai fini della programmazione delle unità e della regolazione degli sbilanciamenti: rimangono le unità singole abilitate (UAS di immissione e di prelievo) e sono introdotte le unità virtuali nodali (UVN) di immissione e di prelievo, che sono sottoinsiemi delle UVAN differenziati per BRP, per immissione e prelievo e per tipologia di unità di produzione (UP); Terna identifica altresì le unità non abilitate da programmare (UnAP), come le unità per le

quali la conoscenza di un programma esplicito è utile per la gestione in sicurezza del sistema elettrico; le altre unità nella competenza di ciascun BRP rientrano nelle unità virtuali zonali (UVZ), differenziate fra immissione e prelievo e per tipologia di UP;

- rivede il *settlement* del servizio di dispacciamento, introducendo i corrispettivi di mancata movimentazione (analoghi ai corrispettivi di sbilanciamento, ma di competenza del BSP), i corrispettivi di compensazione fra BSP e BRP per le attivazioni disposte da Terna sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento e i corrispettivi di compensazione per i BRP per le attivazioni legate al servizio di modulazione straordinaria;
- razionalizza il corrispettivo di dispacciamento, enucleando dal corrispettivo *uplift* tutte le partite economiche (corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCT), copertura corrispettivo capacità di trasporto (CCC), proventi delle aste di interconnessione con l'estero, conguagli per le rettifiche) che non sono strettamente attinenti all'approvvigionamento dei servizi ancillari globali.

Il TIDE, inoltre, riordina le disposizioni in materia di organizzazione dei mercati elettrici del giorno prima e infragiornaliero che si erano stratificate nel corso degli anni per effetto delle decisioni adottate dalle Autorità di regolazione e da ACER in coerenza con il regolamento (UE) 1222/2015 (regolamento sul *Capacity Allocation Congestion Management* – CACM). Il risultato è un unico documento che racchiude tutte le disposizioni relative ai mercati elettrici, sia che esse derivino da decisioni di ACER sia che derivino da provvedimenti di competenza delle Autorità di regolazione nazionale (quali la scelta specifica dei prodotti, le modalità di presentazione delle offerte e i ruoli specifici di GME e Terna).

Il TIDE, infine, definisce i criteri con cui devono essere predisposti i modelli di rete e gli algoritmi che determinano la soluzione ottima di dispacciamento. Anche sul piano della trasparenza si registrano innovazioni importanti: Terna sarà, infatti, tenuta a pubblicare non solo il modello di rete utilizzato per l'ottimizzazione del servizio di dispacciamento (in termini di nodi, linee, resistenze, reattanze e suscettanze verso terra), ma anche, lo stato di funzionamento puntuale, ossia la disponibilità di linee e impianti, il fabbisogno stimato dei servizi ancillari e le immissioni e prelievi attesi in ciascun nodo.

L'efficacia del TIDE è stata prevista dal 1° gennaio 2025, ossia un anno e mezzo dopo la sua pubblicazione, per consentire da un lato a Terna e GME di aggiornare il Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete (Codice di rete), il Testo integrato della disciplina del mercato elettrico (TIDME) e il regolamento per la piattaforma conti energia (regolamento PCE) e dall'altro a tutti gli altri soggetti interessati di effettuare i cambiamenti organizzativi resi necessari dal nuovo quadro regolatorio. In particolare il 2025 ha visto la cosiddetta fase transitoria, caratterizzata dal passaggio alla regolazione degli sbilanciamenti su base quartoraria (prevista dal regolamento 2195/2017 proprio dal 1° gennaio 2025), dall'avvio della piattaforma di nomina a cura di GME e dal superamento del prezzo unico nazionale con il passaggio a una valorizzazione a prezzi zonali anche lato domanda con applicazione a tutti i prelievi di una componente compensativa *ex post*, calcolata con riferimento a un apposito indice (PUN Index) calcolato da GME come media ponderata dei prezzi zonali rispetto agli acquisti in ciascuna zona d'offerta. La documentazione rilevante per questa fase (TIDME e Codice di rete di Terna) è stata finalizzata nel corso del 2024.

In previsione dell'avvio della fase di consolidamento del TIDE prevista dal 1° febbraio 2026 (con separazione dei ruoli fra BSP e BRP, introduzione delle UVAN e delle UnAP e avvio delle aste per l'approvvigionamento della FCR *(Frequency Containment Reserve)* secondo criteri di mercato), nel corso del 2025 l'Autorità ha ritenuto opportu-

no apportare alcuni ulteriori aggiornamenti al TIDE, con particolare riferimento alle modalità di esecuzione delle aste per l'approvvigionamento della FCR. La nuova versione (numero 4) del TIDE è stata approvata con la delibera 3 giugno 2025, n. 227/2025/R/eel. In tale sede:

- è stato rimosso il vincolo di un approvvigionamento a termine della FCR antecedente al mercato del giorno prima, rinviando la definizione delle tempistiche di approvvigionamento a Terna nell'ambito del Codice di rete;
- sono state adottate le modalità specifiche relative all'offerta sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento (MBR) per gli impianti di produzione che beneficiano dei meccanismi di supporto del FER X;
- sono state incorporate nel TIDE, a valere dalla fase di consolidamento, le disposizioni in materia di remunerazione della mancata produzione in esito all'attivazione del servizio di modulazione straordinaria a scendere, dando continuità alle disposizioni adottate in materia dalla delibera n. 128/2025/R/efr che aveva esteso la mancata produzione a tutte le fonti rinnovabili non programmabili fino al termine della fase transitoria del TIDE.

L'approvazione della soprarichiamata versione 4 TIDE non ha comunque esaurito l'attività dell'Autorità in ambito TIDE. Nel corso del 2025 sono stati adottati, infatti, anche i seguenti provvedimenti:

- delibera 15 aprile 2025, n. 166/2025/R/eel, con la quale è stata verificata positivamente la conformità regolatoria degli Allegati A.7 e A.73 al Codice di rete di Terna in materia di remunerazione dell'energia erogata a titolo di FCR, modificati per tenere conto della possibilità per le UVAN e le UVAZ di erogare tale servizio;
- delibera 10 giugno 2025, n. 242/2025/R/eel, con la quale è stata verificata positivamente la conformità regolatoria del nuovo Allegato A.81 al Codice di rete di Terna in materia di requisiti tecnici per l'erogazione dei servizi ancillari per il bilanciamento e in materia di ridispacciamento per le UVAN e le UVAZ, con validità dall'avvio della fase di consolidamento del TIDE;
- delibera 8 luglio 2025, n. 314/2025/R/eel, con la quale è stata verificata positivamente la conformità regolatoria dell'Allegato A.61 al Codice di rete di Terna in materia di regolamento garanzie, modificato con validità dall'avvio della fase di consolidamento del TIDE per tenere conto della separazione dei ruoli fra BSP e BRP;
- delibera 8 luglio 2025, n. 315/2025/R/eel, con la quale è stata verificata positivamente la conformità regolatoria dell'Allegato A.26 al Codice di rete di Terna in materia di contratti per il servizio di dispacciamento e per l'erogazione dei servizi ancillari nazionali globali, modificati con validità dall'avvio della fase di consolidamento del TIDE per tenere conto della separazione dei ruoli fra BSP e BRP;
- delibera 8 luglio 2025, n. 364/2025/R/eel, con la quale è stata verificata positivamente la conformità regolatoria delle modifiche al Codice di rete di Terna funzionali all'implementazione della fase di consolidamento del TIDE e alla riconnessione con la piattaforma Picasso per lo scambio dell'energia relativa all'attivazione della *automatic Frequency Restoration Reserve* (aFRR);
- delibera 28 ottobre 2025, n. 466/2025/R/eel, con la quale è stata verificata positivamente la conformità regolatoria del nuovo Allegato A.83 al Codice di rete di Terna in materia di tempistiche e modalità per l'approvvigionamento a termine della FCR, con previsione di un'unica asta da svolgersi dopo la prima asta del mercato infragiornaliero e prima del termine di presentazione delle offerte per la fase MSD dell'MBR;
- delibera 23 dicembre 2025, n. 566/2025/R/eel, con la quale è stata verificata positivamente la conformità regolatoria delle modifiche al codice di Terna in materia di modalità di partecipazione delle UVAZ al mercato del bilanciamento (in attesa della connessione dell'Italia con la piattaforma MARI per lo scambio dell'energia sottesa all'attivazione della *Manual Frequency Restoration Reserve* – mFRR) e di aggiornamento di alcune

tempistiche di funzionamento dell'MBR per tenere conto dello spostamento della *gate closure* del mercato infragiornaliero a 30 minuti prima del tempo reale.

Servizio di interrompibilità

Il servizio di interrompibilità è stato storicamente disciplinato dall'Autorità su mandato attribuito dall'art. 30, comma 18, della legge 23 luglio 2009, n. 99, prevedendo selezioni a termine su base triennale, annuale, trimestrale, mensile e plurimensile, con un premio in euro/MW/anno determinato tramite un'asta a prezzo marginale al ribasso rispetto a una base d'asta fissata in coerenza con gli specifici indirizzi emanati dal Ministero (105.000 euro/MW/anno per le risorse localizzate sul continente e 126.000 euro/MW/anno per le risorse localizzate in Sicilia e in Sardegna). La partecipazione era limitata ai soli clienti finali che si rendevano disponibili a essere interrotti istantaneamente su richiesta di Terna.

L'art. 21, comma 1, del decreto legge 13 giugno 2023, n. 69 ha modificato l'art. 30, comma 18, della legge n. 99/09, dando mandato all'Autorità di definire i criteri e le modalità di approvvigionamento del servizio di interrompibilità sulla base dei criteri tecnici definiti da Terna prevedendo la partecipazione anche dei sistemi di accumulo.

L'Autorità ha implementato quanto sopra a partire dalle procedure di approvvigionamento relative all'anno 2024: secondo quanto previsto dalla delibera 30 novembre 2023, n. 564/2023/R/eel, il servizio è approvvigionato con selezione a termine annuale, trimestrale o mensile (non è più prevista l'asta triennale) a partire da una base d'asta analoga a quella in essere fino al 2023 (105.000 euro/MW/anno per le risorse localizzate in continente e 126.000 euro/MW/anno per le risorse localizzate in Sicilia e in Sardegna) ed è articolato in prodotti senza limiti di durata (i cui assegnatari possono essere chiamati a erogare il servizio per un tempo indeterminato non noto a priori) e in prodotti a durata limitata (i cui assegnatari sono chiamati a erogare il servizio per un tempo massimo definito da Terna in sede di selezione a termine). Il prodotto a durata limitata è stato specificatamente pensato per i sistemi di accumulo che erogano il servizio tramite incremento dell'immissione in rete fino al picco massimo di capacità, ma che potrebbero incontrare difficoltà a garantire tale immissione per un tempo prolungato a causa dei limiti sulla disponibilità di energia.

Dal 1° gennaio 2025 il servizio di interrompibilità è confluito nel servizio di modulazione straordinaria di cui al TIDE, rimanendo approvvigionato a termine secondo criteri concettualmente analoghi a quelli previsti dalla delibera n. 566/2023/R/eel. Per il 2025, in linea con quanto fatto nel 2024, Terna ha predisposto un regolamento dedicato. Dal 2026, in ottica di razionalizzazione, il regolamento specifico è confluito nel nuovo Allegato A.82 al Codice di rete, con validità generale (e non più quindi sottoposto ad approvazione su base annuale). La conformità regolatoria della prima (e attualmente vigente) versione di tale allegato è stata positivamente verificata dall'Autorità con la delibera n. 364/2025/R/eel, unitamente, come sopra richiamato, alle altre modifiche al Codice di rete funzionali all'implementazione del TIDE e alla riconnessione con la piattaforma Picasso.

Servizio di modulazione dei prelievi

L'art. 21, comma 2, del DL 69/23 prevede che Terna, sulla base degli indirizzi del MASE e dei criteri e delle modalità definite dall'Autorità, possa implementare meccanismi innovativi per la gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale (SEN), anche mediante il ricorso a interruzioni istantanee dei carichi. Tali meccanismi si configurano come addizionali rispetto al servizio di modulazione straordinaria già previsto dal TIDE.

L'Autorità ha implementato tale disposizione nel TIDE introducendo a titolo sperimentale per il 2025 (e con possibilità di Terna di rinnovare il servizio su base annuale previa approvazione da parte dell'Autorità) un servizio di riduzione dei prelievi basato su una chiamata di Terna nel giorno D-2 al fine di consentire agli operatori di programmare la riduzione già in esito ai mercati dell'energia. Terna ha consultato e predisposto il relativo regolamento nel corso dell'autunno sottoponendolo all'Autorità che lo ha approvato a fine 2024.

Per il 2026 Terna ha richiesto alcune modifiche al servizio, prevedendo la contrattualizzazione non solo di risorse in grado di ridurre (fino all'azzeramento) i propri prelievi, ma anche di risorse in grado di incrementare i propri prelievi in modo da poter assorbire l'eccesso della produzione da fonti rinnovabili non programmabili, soprattutto nei fine settimana e nei periodi festivi primaverili, dove i margini a scendere sono significativamente ridotti.

L'Autorità ha accolto la proposta di Terna, aggiornando con la delibera n. 564/2025/R/eel i criteri del TIDE relativamente al servizio di riduzione dei prelievi per consentire una più ampia modulazione tanto a salire quanto a scendere, e dando mandato a Terna di sottoporre all'Autorità per approvazione il relativo regolamento con tempi utili per la sua implementazione già per la primavera 2026.

Incentivazione ai fini della riduzione dei costi di dispacciamento

Con la delibera 21 dicembre 2021, n. 597/2021/R/eel l'Autorità ha introdotto un sistema di incentivazione di tipo *output-based* finalizzato alla riduzione dei costi di dispacciamento a carico degli utenti finali. Il sistema opera secondo una logica di *profit sharing*, riconoscendo a titolo di incentivo a Terna una parte (12% su base annua) dei risparmi ottenuti; di contro, in caso di incremento dei costi di dispacciamento, Terna è tenuta a corrispondere una penale (4% su base annua) proporzionale a tale incremento.

Il meccanismo si applica al triennio 2022-2024, con riconoscimento dell'incentivo da parte dell'Autorità nell'anno successivo a quello di riferimento: in ciascun anno l'incentivo è determinato confrontando il costo del dispacciamento maturato in ciascun anno di incentivazione con un costo di riferimento (la cosiddetta *baseline)*. Per il 2022 si è assunto come *baseline* il costo del dispacciamento relativo all'anno 2019, in quanto gli anni 2020 e 2021 non sono stati considerati rappresentativi del funzionamento usuale del sistema elettrico poiché caratterizzati dagli effetti sulla domanda di energia elettrica dovuti alla pandemia da Covid-19. Per gli anni successivi si considera come *baseline* il costo del dispacciamento dell'anno precedente. Sono previsti degli appositi meccanismi (applicati a consuntivo) per sterilizzare l'impatto sul costo del dispacciamento di fattori che incidono sulla performance di Terna, ma che sono al di fuori del suo controllo, quali il costo della materia prima (che dipende dall'andamento dei mercati), gli *spread sell-buy* (che dipendono dalle strategie di offerta degli operatori), l'ammontare del gettito dei corrispettivi di sbilanciamento (dipendenti dall'effettiva disponibilità delle misure), l'an-

damento del carico residuo (che dipende dalla produzione da fonti rinnovabili non programmabili), la variazione dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema per scelte non imputabili a Terna. Terna deve altresì proporre una sterilizzazione *ex ante* (applicata a preventivo in sede di approvazione della *baseline* per l'anno di incentivazione) per tenere conto degli effetti dell'avvio del mercato della capacità (non presente nel 2019 assunto come anno di riferimento) e dei risparmi associabili agli investimenti che hanno beneficiato degli incentivi previsti dalla delibera 20 dicembre 2018, n. 699/2018/R/eel.

Nel corso del 2025 l'Autorità, con la delibera 8 luglio 2025, n. 313/2025/R/eel, ha provveduto a riconoscere a Terna l'incentivo per l'anno 2024: Terna ha maturato, tenendo conto di tutti gli effetti di sterilizzazione, un risparmio complessivo sul costo del dispacciamento di 94 M euro, cui corrisponde un premio di circa 11 M euro (12% del beneficio ottenuto).

Nel 2024, con la delibera 30 luglio 2024, n. 326/2024/R/eel, il meccanismo di incentivazione è stato esteso anche al periodo 2025-2030 (con una verifica al termine del triennio 2025-2027) con i seguenti accorgimenti:

- Terna è incentivata a ridurre anche i costi per il bilanciamento in termini di differenza fra il costo effettivo del bilanciamento e il costo minimo che si sarebbe ottenuto selezionando solo le risorse di bilanciamento al minimo costo, ottimizzando fra l'approvvigionamento nelle varie piattaforme europee e l'attivazione a livello nazionale sull'*Integrated Scheduling Process* (ISP);
- la penale per l'incremento del costo di dispacciamento è posta pari al 6% su base annua;
- per ciascun triennio si assume come riferimento il costo del dispacciamento relativo all'ultimo anno per cui sono disponibili dati di consuntivo (2023 per il triennio 2025-2027; 2026 per il triennio 2028-2030), sommato a un costo incrementale che tiene conto degli oneri che il sistema dovrà affrontare per consentire il dispacciamento di una sempre più crescente produzione da fonti rinnovabili; per il primo triennio tale costo è definito sulla base di una curva empirica proposta da Terna, mentre per il secondo triennio Terna dovrà sviluppare un apposito modello;
- è introdotto un incentivo ulteriore (pari a 1 punto percentuale) legato al rispetto di un cronoprogramma relativo all'implementazione del TIDE, allo sviluppo di un algoritmo per l'ISP in coerenza con i principi previsti nel TIDE, alla predisposizione di un modello per la determinazione del costo incrementale relativo al triennio 2028-2030, alla revisione della configurazione delle zone di mercato, all'aggiornamento del simulatore di mercato in coerenza con il nuovo assetto previsto dal TIDE e agli sviluppi e manutenzione di Gestione delle anagrafiche uniche degli impianti di produzione (GAUDÌ) in coerenza con l'evoluzione del quadro regolatorio;
- è rafforzata la partecipazione attiva degli operatori che sono chiamati a esprimersi nelle consultazioni che Terna dovrà tenere sulla definizione del cronoprogramma, sulla metodologia per la determinazione del costo minimo del bilanciamento e sul modello per la determinazione del costo incrementale.

Il meccanismo di incentivazione è pensato per rimanere costante nel corso del triennio di riferimento. Tuttavia, nel 2025:

- con la delibera n. 227/2025/R/eel è stato rivisto il contenuto della *milestone* ML3 relativa all'implementazione del TIDE (con scadenza ultima 30 giugno 2025), limitandola ai soli requisiti tecnici relativi all'abilitazione all'erogazione della FCR e non anche alle tempistiche delle aste in quanto i criteri per tali tempistiche erano stati aggiornati con la versione 4 del TIDE modificata con il medesimo provvedimento;

- con la delibera n. 313/2025/R/eel è stato precisato che i costi per la mancata produzione eolica includono dal 1° aprile 2025 i costi per la mancata produzione relativa a tutte le fonti rinnovabili non programmabili, in coerenza con quanto disposto al riguardo con la delibera n. 128/2025/R/efr.

Servizi ancillari locali

Con la delibera 3 agosto 2021, n. 352/2021/R/eel, l'Autorità ha avviato una sperimentazione relativa all'approvvigionamento da parte delle imprese distributrici di servizi di flessibilità offerti dalle risorse connesse con le reti di distribuzione, da attuarsi tramite progetti pilota proposti direttamente dalle imprese distributrici e, sottoposti all'approvazione dell'Autorità. Le imprese distributrici, nella redazione dei progetti, sono invitate a coordinarsi fra loro, al fine di adottare regole il più possibile armonizzate per lo stesso tipo di servizio, e con Terna, al fine di evitare che una risorsa fornisca la stessa modulazione sia per i servizi ancillari globali che per i servizi ancillari locali.

L'Autorità ha ricevuto tre progetti pilota per l'approvvigionamento dei servizi ancillari locali da attuarsi a partire dal 2024:

- e-distribuzione ha presentato il progetto Edge che prevede l'approvvigionamento di risorse di flessibilità tramite l'utilizzo della piattaforma terza Piclo già utilizzata con successo per gli stessi scopi nel mercato britannico;
- Areti ha presentato il progetto RomeFlex che prevede l'approvvigionamento di risorse di flessibilità tramite l'utilizzo di una piattaforma dedicata per il mercato locale per la flessibilità (MLF) appositamente predisposta da GME come strumento aperto alla partecipazione di tutte le imprese distributrici interessate;
- Unareti ha presentato il progetto MindFlex anch'esso basato sulla piattaforma MLF.

Tutti i progetti partono con la selezione delle offerte tramite contratti a termine di durata variabile e finalizzati ad assicurare la disponibilità delle risorse di flessibilità per un periodo di tempo predefinito nell'arco del giorno. La remunerazione avviene tramite un prezzo di disponibilità in euro/MW/anno correlato all'effettiva disponibilità richiesta alla risorsa e tramite un prezzo di utilizzo in euro/MWh legato all'effettiva movimentazione attivata dall'impresa distributrice.

I progetti Edge e MindFlex prevedono l'attivazione diretta a cura dell'impresa distributrice. Il progetto RomeFlex, invece, dopo una fase ad attivazione diretta delle risorse da parte dell'impresa distributrice, ha istituito un mercato a pronti in cui l'impresa distributrice può selezionare tramite meccanismi di mercato le risorse da attivare in tempo reale, in funzione del costo offerto dalle stesse. Le risorse contrattualizzate a termine hanno l'obbligo di offrire su tale mercato a un prezzo non superiore al prezzo di utilizzo indicato in fase di selezione a termine; al mercato possono partecipare anche risorse non inizialmente contrattualizzate a termine.

Il prolungamento dei progetti pilota deve essere approvato su base annua dall'Autorità, previo invio, da parte delle imprese distributrici proponenti, di una nuova relazione tecnica che illustri le esigenze di approvvigionamento dei servizi ancillari locali per l'anno successivo e valuti le esigenze e le evoluzioni di questo mercato. Per Edge il prolungamento per l'anno 2025 è stato adottato con la delibera 3 dicembre 2024, n. 516/2024/R/eel, per il progetto RomeFlex l'Autorità si è espressa con la delibera 17 dicembre 2024, n. 555/2024/R/eel, mentre per il progetto MindFlex il prolungamento è stato disposto con la delibera 8 maggio 2025, n. 197/2025/R/eel.

Tutte le imprese distributrici hanno manifestato l'interesse a estendere il proprio progetto per il 2026: con la delibera 25 novembre 2025, n. 508/2025/R/eel è stata disposta l'estensione del progetto Edge, mentre con la delibera 2 dicembre 2025, n. 527/2025/R/eel è stata disposta l'estensione del progetto RomeFlex. Come già accaduto per l'anno 2025, l'estensione del progetto MindFlex sarà approvata nei primi mesi del 2026, in quanto tale progetto traguarda periodi di consegna a partire dalla primavera.

Nel corso del 2025 l'Autorità ha altresì pubblicato la prima versione della relazione sugli esiti dei progetti pilota per l'abilitazione di nuove risorse alla fornitura dei servizi ancillari nazionali globali e locali. Tale relazione, rubricata al n. 342/2025/I/eel del 22 luglio 2025, include sia la sintesi dei risultati dei progetti pilota di cui alla delibera n. 300/2017/R/eel, come conclusi al 31 dicembre 2024 con l'avvio del TIDE, sia le prime evidenze relative al 2024 dei progetti pilota per i servizi locali.

Ulteriori interventi

Con la delibera 19 novembre 2004, n. 205/04 sono stati introdotti a livello nazionale degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC), basati sul modello *zone to hub*, fondato sulla differenza fra il PUN e i prezzi zonali. Con l'entrata in vigore del regolamento (UE) della Commissione 1719/2016, tutti gli strumenti di copertura dovrebbero essere emessi nella forma di diritti fisici e finanziari fra le zone di offerta (quindi con un approccio *zone to zone* basato sulla differenza fra i prezzi zonali). L'art. 30 del regolamento consente, tuttavia, a ciascuna Autorità di regolazione nazionale di utilizzare strumenti di copertura alternativi, purché meglio rispondenti alle esigenze di copertura degli operatori rispetto ai diritti fra le zone di offerta. La decisione deve essere aggiornata ogni 4 anni, in cooperazione con ACER.

Nel corso del 2025 l'Autorità, con la delibera 22 luglio 2025, n. 338/2025/R/eel, ha confermato anche per il quadriennio 2026-2029 l'utilizzo dei CCC in quanto meglio rispondenti alle esigenze di copertura degli operatori che, anche con il superamento del prezzo unico nazionale a partire dal 1° gennaio 2025, rimangono comunque esposti alla differenza fra il PUN Index (cui sono ricondotti i prezzi lato domanda per effetto dell'applicazione della componente compensativa) e i prezzi zonali.

Tenuto conto di tale decisione di conferma, l'Autorità ha poi approvato con la delibera 11 novembre 2025, n. 482/2025/R/eel, la proposta di Terna per l'implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione dei CCC per l'anno 2026.

Evoluzione della disciplina del *settlement*

Nell'ambito del percorso di riforma della disciplina del *settlement* e delle perdite di rete, avviato con la delibera 25 luglio 2023, n. 336/2023/R/ee, l'Autorità ha pubblicato il 19 giugno 2025, i documenti per la consultazione n. 268/2025/R/eel, n. 269/2025/R/eel e n. 270/2025/R/eel.

Gli elementi essenziali della riforma sono già stati approvati con la delibera 31 luglio 2024, n. 325/2024/R/eel, per la quale si rimanda a quanto illustrato nella *Relazione Annuale* 2025, e con la delibera n. 40/2025/R/eel, descritta più in basso.

In coerenza con le richiamate delibere, con il documento per la consultazione 19 giugno 2025, n. 269/2025/R/eel, in particolare, l'Autorità ha proposto una riorganizzazione delle disposizioni esistenti in materia di *settlement* disciplinate nel TIS[1] al fine di tener conto: (i) della disponibilità diffusa di dati quart'orari, (ii) del superamento della disciplina del *load profiling* e del ruolo residuale attualmente attribuito dalla stessa ad Acquirente unico, (iii) nonché del nuovo quadro regolatorio del dispacciamento definito dal TIDE.

Rispetto a quanto previsto dalla richiamata delibera n. 325/2024/R/eel, con il citato documento l'Autorità, in particolare, ha:

- chiarito che la determinazione dell'energia elettrica residuale (ER)– differenza tra l'energia elettrica immessa in ciascuna rete di distribuzione e l'energia elettrica complessivamente prelevata dai clienti finali connessi con la medesima rete– deve essere effettuata anche per i sistemi di distribuzione chiusi (SDC), in coerenza con quanto previsto per le altre reti di distribuzione e per la RTN;
- esplicitato, per ogni *Imbalance Settlement Period* (ISP), le formule per l'aggregazione dei dati di misura sia per le unità di immissione e prelievo introdotte dal TIDE, sia per la determinazione della ER attribuita ai gestori di rete;
- con riferimento alla liquidazione delle partite economiche, in coerenza con il TIDE, esteso ai BSP gli stessi termini di liquidazione delle partite economiche previsti per i BRP verso Terna nelle sessioni di *settlement* mensile e di conguaglio;
- proposto di razionalizzare la gestione delle sessioni di conguaglio, prevedendo anche una semplificazione terminologica con l'esclusiva adozione del termine generale "rettifica", in coerenza con il TIME[2], superando, quindi, la distinzione fra rettifiche di *settlement* e rettifiche tardive, pur mantenendo la differenziazione tra sessioni semestrali e conguaglio tardivo;
- esteso ad Acquirente unico, per i clienti ancora serviti in maggior tutela, le stesse previsioni adottate per i BRP del mercato libero ai fini della liquidazione delle partite economiche, prevedendo che venga quindi trattato alla stregua degli altri BRP anche nelle sessioni di conguaglio;
- individuato l'insieme di obblighi informativi relativi alla messa a disposizione dei dati aggregati per unità e dei dati necessari per la determinazione della ER;
- proposto di rivedere i termini entro cui il Gestore del sistema informativo integrato (SII) deve considerare i dati forniti dalle imprese distributrici sia per il *settlement* mensile sia per il conguaglio.

Con il documento per la consultazione n. 270/2025/R/eel l'Autorità ha, invece, rivisto le disposizioni del TIME rispetto a quanto già prospettato in relazione al servizio di misura dalle delibere n. 325/2024/R/eel e n. 40/2025/R/eel; nel dettaglio l'Autorità, in particolare, ha:

- proposto di rivedere le responsabilità di Terna in relazione alle operazioni di gestione dei dati di natura commerciale al fine di minimizzare l'impatto della riforma su processi gestiti attualmente dalle imprese distributrici;

1 Testo integrato in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*).
2 Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica.

- riorganizzato le disposizioni relative alla messa a disposizione dei dati di misura, in particolare per il Gestore del SII e per i gestori di rete, includendo la gestione delle misure dell'energia scambiata nei punti di interconnessione tra reti di gestori distinti nell'ambito dei processi gestiti dal SII;
- proposto di anticipare al giorno 10 del mese successivo a quello di competenza il termine per la messa a disposizione delle misure relative ai punti di interconnessione e delle misure non quart'orarie (per quest'ultime, rispetto all'attuale giorno 20);
- razionalizzato la terminologia a seguito dell'introduzione dell'ISP a 15 minuti, eliminando i riferimenti alle misure monorarie o per fascia;
- proposto di trasferire nel nuovo TIME alcune disposizioni del TIS relative alla messa a disposizione a Terna delle misure delle immissioni di energia elettrica, ritenute più pertinenti all'ambito delle disposizioni inerenti alla misura, ciò anche nell'ottica di prevedere la loro centralizzazione nel SII.

Per completare il quadro degli interventi necessari all'avvio della riforma, con il documento per la consultazione n. 268/2025/R/eel l'Autorità ha espresso i propri orientamenti per il completamento del quadro delle disposizioni in tema di approvvigionamento e gestione a mercato dell'energia elettrica per gli usi propri della trasmissione e della distribuzione e dell'ER da parte dei gestori di rete e definizione, per i gestori di rete con obbligo di connessione di terzi, delle nuove modalità di copertura dei relativi costi in sostituzione degli attuali meccanismi di perequazione di cui agli artt. 28 e 29 del TIV[3] e del meccanismo di riconoscimento delle perdite di rete imputabili a prelievi fraudolenti non recuperabili di cui all'art. 31 del TIV. In sintesi:

- è stata proposta la revisione delle modalità di applicazione dei coefficienti di perdita per l'energia immessa da impianti di generazione distribuita, mediante l'utilizzo di un coefficiente di perdita differenziato a seconda che la cabina primaria (se l'impianto è connesso in MT) o secondaria (se l'impianto è connesso in BT) sia in inversione di flusso o meno, con due soluzioni alternative che prevedono:
  - la differenziazione di tali coefficienti in base all'incidenza dell'inversione di flusso nelle cabine cui l'impianto di produzione risulta sotteso (soglia 40%);
  - la definizione, per l'anno n+1 e per ciascuna cabina primaria e secondaria, di coefficienti di perdita calcolati, in relazione al periodo dal 1° agosto dell'anno n-1 al 31 luglio dell'anno n, come media dei fattori percentuali standard di perdita ponderata sui quarti d'ora con o senza inversioni di flusso per la cabina primaria o secondaria cui l'impianto di produzione è sotteso;
- con riferimento all'obbligo imposto a Terna e alle imprese distributrici dalla delibera n. 325/2024/R/eel di provvedere autonomamente ad approvvigionarsi dell'energia prelevata per i loro usi propri della trasmissione e della distribuzione, sono stati delineati i seguenti orientamenti:
  - le imprese distributrici concessionarie e gli SDC approvvigionano, tramite contratto di fornitura con la controparte commerciale (e relativo BRP), Terna con modalità liberamente scelte, anche nell'ambito del fabbisogno di dispacciamento;
  - il riconoscimento dei relativi costi avviene, nel caso di Terna, per il tramite del corrispettivo unitario *uplift* e, nel caso delle imprese distributrici, mediante uno specifico meccanismo forfettario di riconoscimento dei costi;
- infine, in relazione all'ER, sono stati delineati i seguenti orientamenti:

3 Testo integrato in materia di erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza.

- le imprese distributrici concessionarie e gli SDC approvvigionano l'ER tramite contratto di fornitura con controparte commerciale (e relativo BRP), mentre Terna con modalità liberamente scelte, anche nell'ambito del fabbisogno di dispacciamento;
- il riconoscimento dei costi di approvvigionamento dell'ER avviene, nel caso di Terna, per il tramite del corrispettivo unitario *uplift* e, nel caso delle imprese distributrici concessionarie tramite uno specifico meccanismo di riconoscimento dei costi di durata pari al periodo regolatorio basato su tre elementi fondamentali:
  i. un costo riconosciuto o di riferimento determinato sulla base del valore di energia residuale di un determinato anno di riferimento *(baseline)* e aggiornato annualmente secondo criteri predefiniti;
  ii. la raccolta ex-ante, tramite la componente UC3, dell'ammontare finalizzato a coprire i costi che l'impresa distributrice concessionaria sostiene per l'approvvigionamento della ER, funzionale a ridurne l'esposizione finanziaria;
  iii. un meccanismo di perequazione annuale tra imprese distributrici concessionarie, funzionale a gestire il *tariff decoupling* tra il gettito raccolto dalla singola impresa distributrice concessionaria in applicazione dello strumento tariffario di cui al punto ii. e il ricavo ammesso. Quest'ultimo include un meccanismo di *sharing* funzionale a promuovere i recuperi di efficienza.

Nell'ambito delle osservazioni pervenute in risposta ai documenti per la consultazione n. 268/2025/R/eel, n. 269/2025/R/eel e n. 270/2025/R/eel, la maggior parte degli *stakeholder*, pur condividendo la riforma, ha richiesto di posticiparne l'entrata in vigore al 1° gennaio 2027, per consentire l'adeguamento di algoritmi, sistemi e modalità con cui attualmente vengono effettuati i bilanci di energia e le riconciliazioni delle partite economiche sottostanti. Al riguardo, inoltre, è stata evidenziata:

- la necessità di chiarire, anche tramite *focus group*, alcune casistiche complesse relative alle interconnessioni fra gestori di rete;
- l'opportunità di gestire il periodo transitorio (1/1/2026 alla nuova data) in continuità con la disciplina attuale, considerati gli interventi già effettuati su *load profiling* negli anni passati che dovrebbero garantire la stabilità finanziaria degli esercenti la maggior tutela.

Infine, con la delibera 30 settembre 2025, n. 430/2025/R/eel l'Autorità, in accoglimento della richiesta di proroga avanzata dagli *stakeholder*, oltre a spostare il termine fissato per l'entrata in vigore della nuova disciplina al 1° gennaio 2027 ha anche:

- rivisto i termini per la fase dei test con prove in bianco funzionali a verificare la corretta implementazione delle nuove attività in capo al SII nell'ambito della nuova disciplina del *settlement* che il Gestore del SII è tenuto a effettuare ai sensi della delibera n. 40/2025/R/eel;
- incaricato il Direttore della Direzione Mercati Energia di identificare le "situazioni impiantistiche particolari" rilevanti per la contabilizzazione degli scambi di energia nei punti di interconnessione e dell'ER, previa consultazione dei soggetti a vario titolo coinvolti;
- modificato il TIV al fine di confermare anche per l'anno 2026 i fattori percentuali di perdita già applicati a fini perequativi per l'anno 2025;
- rinviato a successivo provvedimento la disciplina sui prelievi fraudolenti "non recuperabili" di cui all'art. 31 del TIV per raccordarla alla nuova regolazione del *settlement*.

Ammissione al meccanismo di riconoscimento dei prelievi fraudolenti "non recuperabili"

Con la delibera 15 luglio 2025, n. 329/2025/R/eel, l'Autorità ha accolto l'istanza di ammissione alla reintegrazione dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" relativi al periodo 2022-2025 avanzata da Areti ai sensi di quanto previsto all'art. 31 del TIV, ovvero relativa alla reintegrazione di quei prelievi che si manifestano con entità eccezionale rispetto ai livelli riconosciuti convenzionalmente all'impresa distributrice nell'ambito della disciplina delle perdite di rete. L'istanza è risultata rispondente ai requisiti previsti dal citato art. 31 del TIV e con la delibera n. 329/2025/R/eel si è dato mandato alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), in esito alle determinazioni dei saldi di perequazione dell'anno 2024 (fine dicembre 2025), di erogare ad Areti, a titolo di acconto per il quadriennio 2022-2025, un importo complessivo correlato alla valorizzazione dei prelievi fraudolenti "non recuperabili" esclusivamente attribuibili alla fattispecie di cui al comma 31.3, lettera b), punto ii (stabili occupati) per un ammontare di circa 132,97 GWh.

Interventi relativi agli impianti di produzione di energia elettrica di generazione distribuita finalizzati a garantire la gestione in sicurezza del SEN

Nel contesto attuale, caratterizzato da una crescente diffusione di impianti di produzione da fonti rinnovabili non programmabili e di piccola taglia, è necessario che tali impianti di produzione prestino servizi, anche ai fini dell'esercizio in sicurezza del SEN.

Già nel 2014 l'Autorità aveva approvato, inizialmente con la delibera n. 344/2012/R/eel e successivamente con la delibera n. 421/2014/R/eel (a seguito del relativo aggiornamento), l'Allegato A.72 al Codice di rete che disciplina la procedura per la RIGEDI per la gestione in sicurezza del SEN. Questa procedura si applica agli impianti fotovoltaici ed eolici con potenza nominale pari o superiore a 100 kW connessi con le reti di media tensione e prevede che i suddetti impianti possano essere teledistaccati da remoto mediante l'utilizzo, nel caso degli impianti connessi con le reti di distribuzione di apparecchiature e sistemi di comunicazione previsti dall'Allegato M alla Norma del Comitato elettrotecnico italiano (CEI) 0-16 basati su tecnologia GSM/GPRS ormai obsoleta e in corso di dismissione da parte degli operatori telefonici.

Pertanto, Terna ha proposto la modifica dell'Allegato A.72 al Codice di rete (a seguito della relativa consultazione degli operatori) con l'obiettivo di rendere più affidabile la modalità di attuazione della procedura RIGEDI tramite l'aggiornamento delle modalità di comunicazione e di riduzione/distacco degli impianti di produzione interessati dalla medesima procedura RIGEDI e l'utilizzo del Controllore centrale di impianto (CCI) come definito dalla Norma CEI 0-16[4].

Le proposte formulate da Terna per la modifica dell'Allegato A.72 al Codice di rete consistono, in estrema sintesi, nel prevedere per esigenze di sicurezza del SEN, per tutti gli impianti fotovoltaici ed eolici soggetti alla procedura

4 Al riguardo, l'Autorità, con la delibera n. 540/2021/R/eel, ha già previsto che si utilizzi il CCI ai fini dello scambio dati per impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 1 MW connessi con le reti di media tensione (cd. osservabilità). Il CCI ha anche prestazioni funzionali "opzionali", inerenti alla limitazione di potenza al punto di connessione dell'impianto di produzione.

RIGEDI con potenza uguale o maggiore di 100 kW connessi con le reti di media tensione, l'installazione del CCI e l'attivazione della funzionalità PF2 "Limitazione della potenza attiva su comando esterno del DSO" del medesimo CCI, anche prevedendo l'adeguamento degli impianti di produzione esistenti.

Pertanto, l'Autorità, inizialmente con la delibera 5 agosto 2025, n. 385/2025/R/eel, ha:

- verificato positivamente le proposte di modifica dell'Allegato A.72 al Codice di rete;
- stabilito che, come richiesto da Terna:
  - le modifiche dell'Allegato A.72 al Codice di rete trovino applicazione non solo per gli impianti di produzione fotovoltaici ed eolici di potenza uguale o maggiore a 100 kW connessi con le reti di media tensione entrati in esercizio successivamente all'entrata in vigore della medesima delibera n. 385/2025/R/eel, ma anche per tutti gli impianti di produzione della medesima tipologia già in esercizio;
  - le procedure di adeguamento degli impianti di produzione esistenti siano avviate con urgenza al fine di iniziare a disporre delle funzionalità richieste dal nuovo Allegato A.72 al Codice di rete già dalla primavera 2026;
- dato mandato al CEI affinché:
  - specifichi, entro il 31 ottobre 2025, come la Norma CEI 0-16, nonché le altre Norme CEI eventualmente impattate, debbano essere applicate tenendo conto di quanto disposto dall'Allegato A.72 al Codice di rete nella versione risultante dalle modifiche approvate con la medesima delibera n. 385/2025/R/eel, con particolare riferimento agli impianti di produzione con potenza nominale uguale o maggiore di 100 kW e minore di 500 kW al fine di tenere conto delle semplificazioni ritenute accettabili dal medesimo Allegato A.72 al Codice di rete;
  - valuti le modalità implementative, nella Norma CEI 0-16, per il teledistacco come richiesto da Terna;
- definito un programma di adeguamento degli impianti di produzione esistenti ponendo come data ultima per l'adeguamento il 31 marzo 2027, secondo un format già più volte utilizzato, comprensivo di un contributo economico forfetario che si riduce progressivamente nel tempo, funzionale ad accelerare gli interventi di adeguamento. Tali contributi forfetari sono da intendersi come valori minimi definiti in via provvisoria, rinviando a un successivo provvedimento la loro quantificazione definitiva previa analisi di ogni informazione e dato utile che i soggetti interessati avessero trasmesso all'Autorità entro il 31 ottobre 2025 e ferma restando la possibilità di prevedere opportuni studi e approfondimenti in merito;
- previsto che le imprese distributrici effettuino verifiche, sia da remoto sia tramite sopralluoghi presso gli impianti di produzione oggetto di installazione del CCI; e che, visto anche il carattere di urgenza della medesima delibera n. 385/2025/R/eel, alle imprese distributrici sia riconosciuto un corrispettivo pari a 200 euro per ciascuno dei sopralluoghi effettuati;
- previsto che le imprese distributrici, entro il 28 febbraio 2026, avrebbero dovuto adottare tutte le azioni di competenza affinché possano ricevere i segnali da Terna secondo quanto disposto dall'Allegato A.72 al Codice di rete e possano inviare i conseguenti segnali ai produttori ai fini dell'attuazione della procedura RIGEDI; inoltre, le imprese distributrici cui è intestata tale responsabilità possono avvalersi di altre imprese distributrici secondo modalità pattuite tra le parti;
- previsto che, decorse le scadenze previste per gli interventi di adeguamento, in relazione agli impianti di produzione che dovessero risultare non ancora adeguati e fino alla data di ricevimento, da parte di Terna e del Gestore dei servizi energetici (GSE), della comunicazione di avvenuto adeguamento trasmessa dalle imprese distributrici, sia sospesa l'erogazione delle partite economiche erogate dal GSE (ivi inclusi eventuali incentivi), nonché la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete.

Successivamente, a seguito dell'approvazione della delibera n. 385/2025/R/eel, alcuni produttori e relative associazioni hanno evidenziato rilevanti criticità nel rispetto delle tempistiche definite dall'Autorità e, allo stesso modo, alcune imprese distributrici e relative associazioni hanno evidenziato la necessità di disporre di una proroga della scadenza posta in capo alle imprese distributrici per l'adeguamento dei sistemi di propria competenza.

Terna, considerando le criticità sollevate dagli *stakeholder* e le simulazioni dei margini a scendere disponibili per la prossima primavera, ha evidenziato all'Autorità la possibilità di prorogare le tempistiche previste dalla delibera n. 385/2025/R/eel a fronte di ulteriori interventi funzionali a migliorare l'affidabilità dell'attuale tecnologia GSM/GPRS (prevista dalla delibera n. 421/2014/R/eel), ormai obsoleta, nelle more dell'installazione e messa in esercizio del CCI, nonché di ulteriori interventi regolatori finalizzati a incrementare la capacità di modulazione a scendere del sistema per garantire l'esercizio in sicurezza del SEN nelle ore di basso carico e alta produzione da FER.

Pertanto, l'Autorità, con la delibera 23 dicembre 2025, n. 564/2025/R/eel, ha, tra l'altro, modificato quanto previsto dalla delibera n. 385/2025/R/eel:

- posticipando le scadenze previste per il programma di adeguamento degli impianti di produzione esistenti ponendo come data ultima per l'adeguamento il 31 marzo 2028 (o entro la data di entrata in esercizio del singolo impianto di produzione se successiva);
- disponendo che Terna aggiorni l'Autorità in relazione a eventuali inadempienze da parte dei produttori e/o delle imprese distributrici alle previsioni di cui alla precedente procedura RIGEDI (di cui alla delibera n. 421/2014/R/eel), affinché l'Autorità possa adottare le necessarie azioni di *enforcement*, in quanto la medesima procedura RIGEDI continuerà a trovare applicazione per un periodo superiore rispetto a quello ipotizzato in fase di definizione della delibera n. 385/2025/R/eel;
- disponendo che le imprese distributrici di riferimento trasmettano all'Autorità una relazione dalla quale emergano le azioni svolte per verificare, con la periodicità prevista dall'Allegato M alla Norma CEI 0-16, il permanere del corretto funzionamento dei sistemi installati dai produttori atti a consentire il teledistacco da remoto, durante la vita utile degli impianti di produzione, nonché una sintesi dei risultati emersi durante tali verifiche e delle azioni conseguenti come previste dalla regolazione vigente.

Sempre nell'ambito degli interventi sugli impianti di generazione distribuita finalizzati a garantire la gestione in sicurezza del SEN e in particolare con riferimento allo scambio dati, previsto dalla delibera n. 540/2021/R/eel, tra Terna, le imprese distributrici e gli impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 1 MW connessi con le reti di media tensione utilizzando il CCI, Terna, nel mese di giugno 2025, ha trasmesso all'Autorità, con riferimento alla situazione al 30 aprile 2025, la relazione prevista dalla delibera 30 novembre 2021, n. 540/2021/R/eel, da cui si desume, in particolare, che:

- le imprese distributrici interessate dagli adeguamenti sono 63 per un totale di 3.471 impianti di produzione coinvolti;
- 59 imprese distributrici hanno trasmesso a Terna le informazioni relative a un totale di 3.462 impianti di produzione per una potenza nominale totale pari a 10.670 MW; 30 delle medesime imprese distributrici hanno

segnalato che alcuni impianti di produzione non risultano adeguati per un totale di 1.183 impianti di produzione non adeguati;

- su 2.279 impianti adeguati, le imprese distributrici hanno comunicato che:
  - 2.237 impianti presentano un esito positivo delle verifiche (da remoto/con sopralluogo);
  - 15 impianti di produzione non possono essere considerati pienamente adeguati alle disposizioni regolatorie previste dalla delibera n. 540/2021/R/eel;
  - 27 impianti di produzione potrebbero non essere ancora pienamente adeguati alle disposizioni regolatorie previste dalla delibera n. 540/2021/R/eel non avendo comunicato alcuna informazione in relazione alle verifiche;
- 4 imprese distributrici non hanno mai trasmesso a Terna le informazioni, relative a un totale di 9 impianti di produzione con potenza nominale complessiva pari a circa 19 MW.

Pertanto, l'Autorità, con la delibera n. 340/2025/E/eel ha, tra l'altro:

- intimato alle precedenti 4 imprese distributrici di ottemperare, entro il 15 settembre 2025, agli obblighi di trasmissione a Terna previsti dalla delibera n. 540/2021/R/eel;
- intimato ai produttori di energia elettrica che gestiscono impianti di produzione di potenza uguale o maggiore di 1 MW, connessi con le reti di media tensione ed entrati in esercizio entro il 31 marzo 2023 che alla data di entrata in vigore della medesima delibera n. 340/2025/E/eel non avessero ancora ottemperato pienamente agli obblighi di adeguamento previsti dalla delibera n. 540/2021/R/eel, di ottemperare, entro il 31 ottobre 2025, a tali obblighi;
- previsto che nel periodo di competenza che decorre dalla data del 1° novembre 2025 e fino alla data di ricevimento, da parte di Terna e del GSE, della comunicazione di avvenuto adeguamento degli impianti di produzione oggetto dell'intimazione ad adempiere, in relazione agli impianti di produzione non ancora adeguati è sospesa l'erogazione delle partite economiche erogate dal GSE (ivi inclusi eventuali incentivi), nonché la valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, secondo modalità declinate nella medesima delibera n. 340/2025/E/eel.

Disposizioni in relazione alla mancata produzione di energia elettrica per impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili non programmabili derivante da modulazioni straordinarie a scendere operate da Terna. Prime disposizioni in merito al calcolo della producibilità ai fini dell'implementazione del decreto ministeriale 30 dicembre 2024 (decreto FER X transitorio)

Considerando la sempre più forte probabilità di dovere operare distacchi delle UP non programmabili segnalata da Terna, l'Autorità, con la delibera n. 128/2025/R/efr, ha esteso, a partire dal 1° aprile 2025, anche agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili diverse dalla fonte eolica le modalità di calcolo e di valorizzazione economica (al prezzo zonale del mercato del giorno prima) della mancata produzione di energia elettrica derivante da modulazioni straordinarie a scendere operate da Terna ai sensi della delibera ARG/elt 5/10 e del relativo Allegato A.

L'Autorità, inoltre, con la delibera n. 128/2025/R/efr ha:

- eliminato, ai fini del calcolo della mancata produzione oggetto di remunerazione, la franchigia (in precedenza pari a 80 ore per gli impianti eolici e 60 ore per gli impianti fotovoltaici), al fine di permettere che tutta la mancata produzione a seguito di ordini di modulazione sia valorizzata economicamente, dando piena attuazione alle disposizioni previste dal regolamento (UE) 943/2019;
- dato mandato al GSE di sottoporre al Direttore della Direzione Mercati Energia dell'Autorità per verifica e approvazione, previa consultazione pubblica, i modelli predittivi funzionali a determinare, sulla base dei dati di disponibilità della fonte primaria, l'energia elettrica producibile, cioè l'energia elettrica che gli impianti di produzione avrebbero prodotto in assenza dell'attuazione degli ordini di modulazione a scendere impartiti da Terna per garantire l'esercizio del SEN in condizioni di sicurezza;
- disposto che le modalità di determinazione da parte del GSE dell'energia elettrica producibile trovino applicazione in tutti i casi in cui sia necessario determinare la producibilità di un impianto di produzione alimentato da fonti rinnovabili non programmabili, ivi incluse le finalità derivanti dall'art. 11 del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 30 dicembre 2024 (decreto FER X transitorio).

Servizio di trasporto e distribuzione

Verifica delle proposte di aggiornamento del Piano di riaccensione nazionale

Nel corso del 2025, in coerenza con l'aggiornamento quinquennale previsto dal regolamento (UE) 2196/2017 della Commissione europea del 24 novembre 2017, Terna ha predisposto un aggiornamento del Piano di rialimentazione e riaccensione del sistema elettrico, prevedendo la revisione delle direttrici di riaccensione con il coinvolgimento di impianti di produzione e introducendo alcuni ulteriori requisiti con riferimento ai dispositivi di accumulo coinvolti nel piano stesso.

L'Autorità ha verificato la conformità regolatoria del Piano con la delibera 29 luglio 2025, n. 365/2025/R/eel, estendendo agli impianti di generazione e ai dispositivi di accumulo inclusi per la prima volta in questa nuova edizione del Piano, il meccanismo premiale per il tempestivo adeguamento introdotto per la precedente versione del Piano dalla delibera n. 324/2020/R/eel.

Aggiornamento, ai sensi dell'art. 3-bis, comma 1, del decreto legge n. 19/25, della definizione di sistema semplice di produzione e consumo (SSPC)

L'art. 3-bis, comma 1, del decreto legge n. 19/25 ha modificato la definizione di SSPC, prevedendo che possano essere presenti nello stesso SSPC contemporaneamente più produttori, se persone giuridiche, senza più la necessità che tali produttori appartengano al medesimo gruppo societario (come invece previsto dalla definizione precedentemente vigente).

Pertanto, l'Autorità, con la delibera luglio 2025, n. 292/2025/R/eel, ha, tra l'altro, aggiornato il Testo integrato sistemi semplici di produzione e consumo (TISSPC, Allegato A alla delibera n. 578/2013/R/eel) al fine di recepire le modifiche alla definizione di SSPC introdotte dall'art. 3-bis, comma 1, del decreto legge n. 19/25.

Piani di sviluppo della rete di trasmissione

Valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione elettrica nazionale per l'anno 2023

Terna predispone ogni due anni un piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione; l'Autorità formula le proprie valutazioni sul piano di sviluppo, ai fini della sua successiva approvazione da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Con il parere 14 gennaio 2025, n. 4/2025/I/eel, l'Autorità ha espresso le proprie valutazioni in relazione allo schema di Piano di sviluppo della rete di trasmissione per l'anno 2023; in particolare l'Autorità ha:

- rilasciato nulla osta all'approvazione dello schema di piano 2023 da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, a esclusione delle opere e degli interventi di seguito indicati che dovranno essere posti "in valutazione", ossia senza attività realizzative nell'orizzonte decennale del piano:
  - opera di interconnessione *high voltage direct current* (HVDC) tra Italia e Slovenia, facente parte del più ampio intervento con codice 200-I, senza nessun vincolo per l'altra opera dello stesso intervento "Rimozione limitazioni rete 380 kV e 220 kV interconnessa con la Slovenia";
  - intervento 354-P interconnessione Isola del Giglio;
  - intervento 630-P interconnessione Isola di Favignana;
- rilasciato nulla osta all'approvazione dello schema di piano 2023 da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica a ulteriore condizione che:
  - gli interventi "HVDC Milano-Montalto", "Dorsale Adriatica (HVDC Foggia-Villanova-Fano-Forlì)", "Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)" e "Dorsale Sarda (HVDC Fiumesanto-Montalto e Sardinian Link)", per i quali Terna ha richiesto lo specifico riconoscimento delle spese preliminari alla realizzazione (c.d. approvazione a due fasi), non siano oggetto di approvazione;
  - il parere favorevole all'intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601-I, sia condizionato alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla delibera 21 maggio 2020, n. 176/2020/R/eel;
  - il parere favorevole all'intervento "SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale", codice 301-P, sia condizionato alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla delibera 17 ottobre 2024, n. 416/2024/R/eel;
  - l'intervento relativo al nuovo HVDC Italia-Grecia (GRITA2), codice 554-P, sia oggetto di ulteriori approfondimenti sulla base di scenari aggiornati sullo sviluppo del sistema energetico europeo che saranno disponibili per il piano di sviluppo 2025;
  - l'intervento relativo al secondo polo dell'interconnessione HVDC Italia-Montenegro, codice 401-S, sia oggetto di ulteriori approfondimenti e analisi, funzionali a definire le tempistiche ottimali per la realizzazione del secondo polo;

- in relazione a un nuovo collegamento tra Italia e Grecia:
  - richiesto a Terna di trasmettere all'Autorità entro il 15 marzo 2025 uno studio comparativo, inclusivo di analisi dei costi e dei benefici, relativo alle differenti soluzioni (localizzazioni, tecnologie e capacità di trasporto) per la realizzazione del nuovo collegamento, tenendo anche conto delle eventuali interdipendenze con l'esistente collegamento HVDC Galatina-Arachtos (con valutazione di ipotesi alternative relative all'estensione della sua vita tecnica) e con il secondo polo di interconnessione con il Montenegro;
  - previsto che l'eventuale istanza di autorizzazione al riconoscimento delle spese preliminari del nuovo collegamento Italia-Grecia ai fini dell'accelerazione dell'investimento ai sensi della delibera 17 dicembre 2024, n. 562/2024/R/eel, e dell'art. 47 della ROTE, contestuale o successiva alla trasmissione dello studio, sia da considerarsi approvata, in modalità di silenzio-assenso, in assenza di richiesta di informazioni o altre azioni da parte dell'Autorità o degli Uffici dell'Autorità trascorsi 30 giorni dalla presentazione dell'istanza.

Valutazione del Piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione elettrica nazionale per l'anno 2025

Con il parere 5 agosto 2025, n. 391/2025/I/eel, l'Autorità ha espresso le proprie valutazioni in relazione allo schema di Piano di sviluppo della rete di trasmissione per l'anno 2025; in particolare l'Autorità ha:

- espresso valutazione favorevole all'intervento "Interconnessione HVDC Italia-Montenegro", per il quale erano stati previsti approfondimenti nel precedente parere;
- previsto che gli interventi "HVDC Milano-Montalto", codice 355-P, "Dorsale Adriatica HVDC Foggia-Forlì", codice 447-P, l'opera "Sardinian Link" nell'ambito dell'intervento 732-P, l'interconnessione "nuovo HVDC Italia-Grecia", codice 554-P, per cui è previsto il riconoscimento delle spese preliminari alla realizzazione (c.d. approvazione a due fasi), non siano oggetto di approvazione;
- preso atto che per i seguenti interventi non sono previste attività realizzative nell'orizzonte decennale di piano:
  - opera di interconnessione HVDC tra Italia e Slovenia, facente parte del più ampio intervento con codice 200-I;
  - intervento in valutazione 354-S interconnessione Isola del Giglio;
  - intervento in valutazione 630-S interconnessione Isola di Favignana;
  - intervento in valutazione 160-S nuova interconnessione 132 kV "Nava-S. Dalmas";
  - intervento codice 1-I di "Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge n. 99/2009";
  - intervento codice 167-P "Razionalizzazione Valchiavenna";
  - intervento in valutazione 205-S elettrodotto 380 kV Interconnessione Italia-Slovenia;
  - intervento in valutazione 206-S elettrodotto 380 kV Trasversale in Veneto;
  - interventi 563/1-P e 563/2-P "Dorsale Ionica-Tirrenica (HVDC Priolo-Rossano-Montecorvino-Latina)";
  - opera HVDC Fiumesanto-Montalto nell'ambito dell'intervento 732-P;
- rilasciato nulla osta all'approvazione dello schema di piano 2025 da parte del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica a ulteriore condizione che:
  - la valutazione sull'intervento di interconnessione Italia-Tunisia, codice 601-I, sia condizionata alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla delibera n. 176/2020/R/eel;

  - la valutazione sull'intervento "SA.CO.I. 3 Sardegna-Corsica-Italia Continentale", codice 301-P, sia condizionata alle disposizioni e ai limiti di inclusione dei costi nelle tariffe definiti dalla delibera n. 416/2024/R/eel;
- in riferimento ai prossimi piani di sviluppo, in esito alle verifiche di coerenza ai sensi dell'art. 36, comma 14-bis, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, richiesto a Terna:
  - di attribuire elevata priorità, per quanto fattibile viste le ricorrenti complessità autorizzative, a progetti di interconnessione con Francia, Svizzera e Austria, alla luce dell'utilità di realizzare nuova capacità di trasporto su tali frontiere;
  - di identificare chiaramente le attività previste (localizzazioni e caratteristiche tecniche) per l'intervento con codice 1-I "Incremento della capacità di interconnessione con la Svizzera ai sensi della legge 99/2009" e per gli interventi allo studio "Corridoio Nord-Sud Italia-Svizzera-Germania" e "Galleria di Base del Brennero".

Piani di investimento per distribuzione e misura

Piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica

Con la delibera 28 giugno 2023, n. 296/2023/R/eel, l'Autorità ha definito modalità e tempistiche per l'elaborazione dei piani di sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, che vengono sottoposti a consultazione pubblica per poi essere presentati all'Autorità eventualmente aggiornati, unitamente alle osservazioni ricevute e alle proprie contro-deduzioni, con l'indicazione delle modifiche apportate.

Nel corso del 2025, le maggiori imprese distributrici hanno presentato lo schema pre-consultazione del proprio piano di sviluppo entro il 31 marzo 2025 e la versione post-consultazione entro il 30 giugno, a eccezione dell'impresa Duereti per la quale tali termini sono posti in deroga come previsto dalla delibera 25 marzo 2025, n. 112/2025/R/eel: l'Autorità ha pubblicato due comunicati agli operatori, in data 18 aprile 2025 e in data 9 maggio 2025, con l'indicazione dei link web ai piani di sviluppo e della data di scadenza per la presentazione di eventuali osservazioni.

I collegamenti alle versioni definitive dei piani di sviluppo della rete di distribuzione sono poi stati pubblicati nell'apposita pagina web (https://www.arera.it/operatore-elettricita/sviluppo-reti-di-distribuzione-elettrica) dedicata allo sviluppo della rete di distribuzione sul sito dell'Autorità.

Con la delibera n. 112/2025/R/eel è stato approvato (anche a seguito di interlocuzioni con le imprese distributrici) il "Documento di descrizione del calcolo dei benefici degli interventi di sviluppo della rete di distribuzione dell'energia elettrica", che dettaglia le modalità di calcolo dei benefici definiti nella succitata delibera n. 296/2023/R/eel.

Piani di investimento per lo *smart metering* 2G

Per le imprese di maggiori dimensioni (oltre 100.000 punti di prelievo) è proseguita l'applicazione della regolazione per il riconoscimento dei costi e per la determinazione delle penalità legate alla messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, disposta con la delibera 27 dicembre 2022, n. 724/2022/R/eel, per il triennio 2023-2025.

Per quanto riguarda l'implementazione delle predette disposizioni, con la delibera 3 giugno 2025, n. 231/2025/R/eel, l'Autorità ha determinato una penalità pari a 107.954 euro per l'impresa distributrice Ireti, per mancato raggiungimento di un numero (cumulato) minimo di misuratori 2G previsti fino al 2023 nel piano di messa in servizio (PMS2) approvato dall'Autorità, tenendo conto della sterilizzazione per il 2022 ai fini di tali verifiche a causa degli effetti della pandemia Covid-19 e della carenza di semiconduttori.

Nel corso del 2025 è stato pubblicato sul sito internet dell'Autorità (https://www.arera.it/area-operatori/smart-metering) l'aggiornamento del calendario degli interventi di realizzazione dei sistemi di *smart metering* 2G per le principali imprese distributrici (che servono oltre il 98% degli utenti italiani), in relazione alle installazioni previste fino al 2031 ed effettive fino al 2023, e per le imprese distributrici fino a 100.000 punti di prelievo, in relazione alle tempistiche per la conclusione del piano di installazione (previsto entro il 2025 per tali imprese): in base alle stime delle principali imprese distributrici, è prevista la messa in servizio di circa 39,7 milioni di misuratori entro la fine del 2025.

Per quanto riguarda le imprese distributrici fino a 100.000 punti di prelievo, con la delibera 11 marzo 2025, n. 89/2025/R/eel, l'Autorità ha intimato di provvedere, entro e non oltre il 31 luglio 2025, all'adempimento dell'obbligo di comunicazione del semestre di avvio e del semestre di conclusione previsti per la fase massiva di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* 2G, nonché alla pubblicazione del proprio piano di dettaglio della fase massiva per il semestre luglio-dicembre 2025, come previsto dall'art. 4 dell'allegato A alla delibera 16 marzo 2021, n. 106/2021/R/eel, o alla comunicazione in alternativa di aver cessato l'attività di distribuzione di energia elettrica.

Con la delibera 23 dicembre 2025, n. 575/2025/R/eel, l'Autorità ha disposto la conferma delle disposizioni regolatorie vigenti inerenti allo *smart metering* 2G anche nel triennio 2026-2028, non essendo emerse significative criticità e in logica di continuità e semplicità.

Adeguatezza della capacità e sicurezza del sistema

Parametri economici relativi al sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico

Ai sensi dell'art. 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, è stato introdotto nell'architettura del mercato elettrico italiano un sistema di approvvigionamento a termine delle risorse di stoccaggio elettrico (MACSE), da affiancare ai mercati dell'energia, dei servizi ancillari e della capacità. Per dettagli in merito al quadro normativo di riferimento del MACSE, si rinvia al Volume 2 delle *Relazioni Annuali* 2023, 2024 e 2025.

A seguito dell'adozione del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 27 febbraio 2025, n. 53, con il quale è stato disposto lo svolgimento della prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico, l'Autorità, con il documento per la consultazione 15 aprile 2025, n. 168/2025/R/eel, ha illustrato i propri orientamenti circa la definizione del premio massimo per la citata asta, tenendo conto dei vincoli introdotti dalla decisione della Commissione europea 21 dicembre 2023,

delle disposizioni di cui al decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 10 ottobre 2024 e delle informazioni contenute nella versione aggiornata dello studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico.

Nel menzionato documento, in particolare, l'Autorità ha espresso l'intenzione di fissare il premio massimo sulla base del costo del nuovo entrante *(CONE)* relativo a batterie caratterizzate da una durata pari a 4 ore e ha indicato un valore di premio massimo pari a 32.000 euro/MWh/anno, determinato applicando la formula per il calcolo del *CONE* di cui alla decisione della Commissione europea 21 dicembre 2023 e i valori dei parametri esplicitati di seguito:

- per quanto attiene al costo dell'investimento (parametro *INV)*, il valore di 241.000 euro/MWh, definito come somma del limite inferiore dell'intervallo di costi di investimento riportato nello studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico (191.000 euro/MWh), dei costi dovuti al sovradimensionamento dell'impianto, pari al 12% del menzionato limite inferiore, come indicato nel citato studio, e dei costi di finanziamento sostenuti durante il periodo di costruzione, determinati applicando un periodo di costruzione pari a due anni, un tasso pari al tasso di remunerazione del capitale investito (parametro *WACC)* e un importo finanziato pari alla somma degli oneri diversi dai costi di finanziamento, erogato per metà all'inizio del periodo di costruzione e per l'altra metà all'inizio del secondo anno del medesimo periodo;
- per quanto riguarda i costi fissi operativi diversi dall'ammortamento (parametro *CFO)*, il valore di 4.000 euro/MWh/anno, pari al 2% del parametro INV calcolato al netto dei costi esterni al perimetro della batteria e dei costi di finanziamento durante il periodo di costruzione;
- in merito alla vita utile (parametro *n)*, la durata di quindici anni, che rappresenta, contestualmente, il limite inferiore dell'intervallo riportato nello studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico e la durata del periodo di consegna indicato nella relazione tecnica prevista dalla disciplina del MACSE;
- con riferimento al parametro *WACC*, un tasso determinato applicando, con alcuni adattamenti, la metodologia di cui alla delibera 23 dicembre 2021, n. 614/2021/R/com, (TIWACC) alla data del 28 febbraio 2025, chiarendo, tuttavia, che il tasso sarebbe stato aggiornato in occasione della fissazione del premio massimo della prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico.

In generale, la maggior parte dei partecipanti alla consultazione, pur apprezzando l'impostazione metodologica adottata dall'Autorità e le scelte di definire il premio massimo poco tempo prima dell'asta e di pubblicare le diverse versioni dello studio sulle tecnologie di stoccaggio elettrico, ha chiesto di aumentare il valore del premio massimo indicato dall'Autorità nel documento per la consultazione n. 168/2025/R/eel, ritenendolo insufficiente ad attrarre nuovi investimenti. Al contempo, però, alcuni partecipanti si sono espressi a favore del premio massimo indicato dall'Autorità e un paio di operatori hanno evidenziato l'opportunità di limitarne il valore, anche per evitare di aumentare l'esposizione al rischio per gli sviluppatori e generare passività finanziarie sproporzionate, dato che, ai sensi della disciplina del MACSE, il premio massimo ha un impatto diretto sull'ammontare delle garanzie richieste e sulle penali per indisponibilità.

Per quanto attiene, in particolare, al parametro *INV:*

- diversi partecipanti alla consultazione hanno chiesto di considerare un valore medio rispetto all'intervallo dello studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico e alcuni operatori hanno segnalato che la

valorizzazione indicata dall'Autorità, collocandosi nella parte inferiore dell'intervallo dello studio, potrebbe penalizzare progetti diversi da quelli di maggiori dimensioni e iniziative *greenfield*, dato anche che lo studio evidenzia che l'ampiezza della forbice dei costi esterni al perimetro della batteria è prevalentemente dovuta al costo per la connessione con la rete di alta tensione e la realizzazione di una nuova sottostazione;

- per la maggior parte dei partecipanti alla consultazione la determinazione del costo dell'investimento dovrebbe prescindere da ipotesi su eventuali margini relativi alla capacità aggiuntiva derivante dal sovradimensionamento e alla possibilità di trattenere una percentuale dei profitti conseguiti sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento o di godere dei vantaggi economici derivanti dall'esercizio della capacità oltre il quindicesimo anno, vista la loro incertezza e l'esigenza di preservare la capacità aggiuntiva da sovradimensionamento per rispettare la curva di deterioramento fissata dalla relazione tecnica di cui alla disciplina del MACSE;
- alcuni soggetti che hanno risposto alla consultazione hanno segnalato che, qualora i sistemi di accumulo contrattualizzati nel MACSE fossero obbligati a fornire gratuitamente le bande di regolazione della *Frequency Containment Reserve* (*FCR*) e fossero dunque esclusi dai meccanismi di approvvigionamento a mercato previsti nell'ambito TIDE, i costi di investimento dovrebbero essere opportunamente incrementati per tenere conto di tale condizione.

Per quanto riguarda il parametro *CFO*, numerosi partecipanti alla consultazione hanno chiesto di incrementarne il valore, mentre uno ha condiviso l'orientamento dell'Autorità. Per i primi, l'aumento del valore del parametro *CFO* è volto, tra l'altro, a includere l'estensione delle garanzie a quindici anni e a considerare il fatto che molti operatori, essendo privi di un'esperienza consolidata nello sviluppo e nella gestione di batterie *utility scale*, potrebbero essere costretti a stipulare contratti di servizio di tipo *full service*.

In merito al parametro *WACC*, diversi operatori hanno sottolineato che il parametro β^{asset} posto in consultazione include soltanto parzialmente i rischi cui è soggetto un investimento in batterie e alcuni partecipanti alla consultazione hanno chiesto di applicare un tasso post imposte, invece che ante imposte, al fine, tra l'altro, di evitare di sovrastimare la sostenibilità economica dei progetti.

Con la delibera 29 luglio 2025, n. 362/2025/R/eel, coerentemente con le disposizioni del DM 10 ottobre 2024, l'Autorità ha stabilito pari a 37.000 euro/MWh/anno il premio massimo per la prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico. Detto importo è stato determinato seguendo l'impostazione metodologica di cui al documento per la consultazione n. 168/2025/R/eel, con alcune modifiche su specifici aspetti, al fine di considerare gli esiti della consultazione. In particolare:

- il parametro *INV* è stato incrementato a 264.000 euro/MWh, come effetto dell'innalzamento dei costi esterni al perimetro della batteria, che sono stati posti pari alla media del corrispondente intervallo di valori riportato nello studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico, per tenere conto delle osservazioni dei partecipanti alla consultazione in merito ai costi di connessione per iniziative *greenfield*;
- il tasso di remunerazione del capitale investito è stato fissato applicando, al 30 giugno 2025, la metodologia consultata;
- il parametro *CFO* è stato aumentato a 6.000 euro/MWh/anno, così da includere l'estensione delle garanzie all'intero periodo di consegna e qualsiasi ulteriore onere o elemento di rischio e incertezza non altrove considerato.

Anche alla luce delle osservazioni emerse nel corso della consultazione, con la delibera n. 362/2025/R/eel è stato altresì chiarito che:

- nella consultazione non è stato riportato un *CONE* calcolato al netto di margini relativi alla capacità aggiuntiva derivante dal sovradimensionamento e alla possibilità di trattenere una percentuale dei profitti conseguiti sul mercato per il bilanciamento e il ridispacciamento o di godere dei vantaggi economici derivanti dall'esercizio della capacità oltre il quindicesimo anno, ma è stata evidenziata l'esistenza di diverse possibili fonti di margini di cui potrebbero beneficiare i titolari di accumuli contrattualizzati nel MACSE;
- dallo studio di Terna sulle tecnologie di stoccaggio elettrico emerge come il sovradimensionamento delle batterie indicato nel medesimo studio, per tenere conto del degrado delle prestazioni dell'impianto, sia stato introdotto da Terna anche in esito a diversi confronti con operatori del settore;
- la possibilità di stipulare contratti di quindici anni per la realizzazione di nuove batterie ne riduce significativamente i relativi rischi di investimento rispetto a un contesto caratterizzato da un mercato elettrico di tipo *energy-only* e, pertanto, nel definire il tasso di remunerazione del capitale per il calcolo del *CONE*, è necessario considerare la minore rischiosità cui è esposto un nuovo investitore che opera in un mercato caratterizzato dalla presenza di un meccanismo di remunerazione della capacità come il MACSE, rispetto a un mercato di tipo *energy-only*;
- la definizione di un tasso post imposte per la remunerazione del capitale investito, come richiesto da alcuni operatori, è inconferente, *ceteris paribus,* con la richiesta dei medesimi operatori di definire un tasso superiore a quello indicato dall'Autorità, essendo il tasso post imposte al netto dell'effetto dell'imposizione fiscale;
- dallo studio di Terna emerge che, laddove si fa riferimento alla capacità installata, questa deve essere intesa come disponibile all'esercizio nella sua interezza e, per i sistemi di accumulo analizzati, Terna ha utilizzato il concetto del rendimento *round-trip* netto valutato al punto di connessione con la rete elettrica, che tiene quindi conto sia dell'intero processo di carica e scarica, sia dei consumi e delle perdite degli impianti ausiliari a supporto dell'impianto.

In merito alle modalità con cui gli accumuli contrattualizzati nell'ambito del MACSE in esito alla prima asta parteciperanno all'erogazione della FCR, la delibera n. 362/2025/R/eel, al fine di porre i partecipanti a detta asta nelle condizioni di poterne tenere conto in sede di presentazione delle offerte, ha stabilito che:

- sino alla decorrenza dell'approvvigionamento della *FCR* esclusivamente tramite meccanismi di mercato, gli accumuli contrattualizzati nell'ambito del MACSE in esito alla prima asta non siano soggetti alla messa a disposizione a titolo gratuito delle bande obbligatorie per la *FCR*, in quanto per tali risorse porre a disposizione le bande a titolo gratuito rappresenterebbe un aggravio in termini tecnici e gestionali limitato a un ridotto periodo di tempo;
- tra gli accumuli sopra menzionati, quelli abilitati alla fornitura della *FCR* possano prendere parte ai meccanismi previsti dal TIDE per l'approvvigionamento a mercato del citato servizio.

Con la delibera n. 362/2025/R/eel, inoltre, l'Autorità ha definito le modalità di copertura dei costi correlati allo svolgimento delle attività di valutazione del MACSE, di cui all'art. 3 del DM 10 ottobre 2024. Quest'ultimo articolo stabilisce che:

- il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) individui un soggetto funzionalmente indipendente cui affidare la valutazione del MACSE, secondo i criteri previsti dal piano di valutazione approvato dalla Commissione europea con la decisione 21 dicembre 2023 e pubblicato nelle sue linee generali sul sito del Ministero;
- il soggetto valutatore prescelto sia indipendente dal Ministero, non risulti in conflitto di interesse rispetto ai potenziali beneficiari della misura, sia dotato di significativa esperienza nell'analisi economico/quantitativa anche con riferimento al settore dell'energia e dell'ambiente e sia tenuto a presentare al Ministero un piano di valutazione di dettaglio, che preveda almeno una relazione di valutazione intermedia entro il 31 dicembre 2025 e una relazione di valutazione finale entro il 31 marzo 2032, le quali, entro i medesimi termini e previa consultazione pubblica, sono trasmesse al Ministero e da quest'ultimo rese pubbliche sul proprio sito internet;
- il soggetto valutatore si coordini, in funzione delle specifiche esigenze di analisi per le valutazioni previste dal piano di valutazione approvato dalla Commissione europea, con il GSE e la sua controllata Ricerca sul sistema energetico, con Terna e con il Gestore dei mercati energetici;
- l'Autorità disciplini con apposito provvedimento le modalità di copertura, a valere dei corrispettivi fissi riconosciuti ai beneficiari della misura, dei costi correlati allo svolgimento delle attività del citato soggetto valutatore.

A tal proposito, la delibera n. 362/2025/R/eel prevede che, fino a un eventuale successivo provvedimento dell'Autorità, i costi sostenuti dal soggetto valutatore per lo svolgimento delle attività *ex* art. 3 del DM 10 ottobre 2024 siano coperti mediante il corrispettivo unitario P_q^{oth} disciplinato dal TIDE. L'impostazione adottata dall'Autorità si basa sulla considerazione che il costo della valutazione intermedia, non ancora noto alla data del provvedimento, sarà presumibilmente sostenuto in netto anticipo rispetto al 2028, anno in cui inizierà il riconoscimento dei corrispettivi fissi agli assegnatari del MACSE. Conseguentemente, ai fini della copertura del citato costo, non si potrà prescindere da risorse esterne al MACSE. Peraltro, anche nel caso in cui il riconoscimento dei corrispettivi fissi cominciasse prima del sostenimento di costi per la valutazione di cui all'art. 3 del DM 10 ottobre 2024:

- il disallineamento temporale tra la fase di raccolta delle risorse destinate alla copertura dei menzionati costi, che potrebbe durare anche diversi anni, e l'erogazione delle risorse medesime, concentrata in specifici momenti nel periodo compreso tra l'inizio dell'attività di valutazione e pochi mesi dopo la fine dell'attività medesima, renderebbe necessaria la creazione di un fondo, il quale dovrebbe comunque essere alimentato inizialmente con risorse esterne al MACSE e la cui gestione determinerebbe un aggravio amministrativo che risulterebbe sia rilevante rispetto a qualsiasi costo che può essere ragionevolmente atteso per lo svolgimento della valutazione, sia superiore a quello associato alla copertura di detto costo con proventi derivanti dall'incremento di uno dei vigenti corrispettivi applicati sul prelievo;
- l'entità del costo unitario per la valutazione a valere sui corrispettivi fissi sarebbe talmente contenuta da non modificare il premio massimo, dato un qualsiasi costo che può essere ragionevolmente atteso per lo svolgimento della valutazione e dato il fabbisogno che si intende soddisfare con il MACSE.

Esiti dell'asta del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico per l'anno di consegna 2028

Nelle more della definizione della progressione temporale del fabbisogno di capacità di stoccaggio ai sensi dell'art. 18 del decreto legislativo n. 210/2021, con il DM 27 febbraio 2025 sono state approvate le proposte di fabbisogno formulate da Terna ai fini dell'approvvigionamento, per l'anno di consegna 2028, di nuova capacità di stoccaggio elettrico attraverso la prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico. Per l'anno 2028 è stato definito un fabbisogno pari a 10 GWh su base nazionale e un fabbisogno massimo per ciascuna macroarea.

- Il 30 settembre 2025 si è svolta la prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico, con l'obiettivo di soddisfare il menzionato fabbisogno. Dal rendiconto pubblicato da Terna emerge, tra l'altro, che:
- tutti i sistemi di stoccaggio selezionati sono batterie agli ioni di litio;
- la spesa complessiva per premi sarà pari a circa 129 milioni di euro all'anno, da corrispondere per ciascuno dei quindici anni di durata dei contratti stipulati da Terna con gli assegnatari;
- il premio marginale (premio relativo all'ultima offerta accettata) e il premio medio ponderato hanno assunto valori inferiori al premio massimo di cui alla delibera n. 362/2025/R/eel e pari, rispettivamente, a circa 18.800 euro/MWh/anno e 13.000 euro/MWh/anno;
- i sistemi di stoccaggio selezionati, corrispondenti a 9,968 GWh, consentono una copertura pressocché integrale del fabbisogno relativo alla prima asta dedicata alle batterie e alle tecnologie di stoccaggio elettrico diverse dalle batterie e dall'accumulo idroelettrico;
- la differenza tra il fabbisogno complessivo e la quantità selezionata è dovuta al fatto che un operatore ha esercitato la facoltà di non assumere l'impegno di capacità per offerte accettate parzialmente, ai sensi della disciplina di riferimento;
- il rapporto tra energia e potenza della capacità selezionata è mediamente pari a circa 6,7 ore;
- Enel Produzione è il principale assegnatario (5 progetti su 14 complessivi, corrispondenti a 5,231 GWh);
- i progetti selezionati saranno sviluppati nelle aree Sud e Calabria (6,968 GWh), Centro Sud (2 GWh), Sardegna (0,5 GWh) e Sicilia (0,5 GWh).

Modifica della disciplina e delle disposizioni tecniche di funzionamento del mercato della capacità

L'adeguatezza del sistema elettrico italiano, che consiste nella sua capacità strutturale di soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e di qualità, è perseguita mediante il meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione di energia elettrica istituito ai sensi del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (mercato della capacità). Con riferimento al menzionato meccanismo, l'Autorità definisce i criteri e le condizioni in base ai quali Terna elabora una proposta di disciplina, che è approvata dal Ministro dello sviluppo economico – ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica – con proprio decreto, sentita l'Autorità. Per una più dettagliata descrizione del quadro normativo di riferimento del mercato della capacità, si rinvia al Volume 2 delle *Relazioni Annuali* sull'attività svolta dall'Autorità negli anni dal 2016 al 2024.

Nel mese di ottobre 2025, con riferimento alla disciplina da applicarsi alle procedure concorsuali relative agli anni di consegna successivi al 2024 e alle disposizioni tecniche di funzionamento per le medesime procedure, Terna ha consultato alcune modifiche finalizzate ad adattarne il contenuto a quanto previsto dal TIDE per la fase di consolidamento.

In esito alla citata consultazione, Terna ha tra l'altro trasmesso al MASE e all'Autorità:

- le proposte di modifica relative ai documenti oggetto della consultazione;
- un documento recante le modifiche che – in esito all'approvazione delle menzionate proposte di modifica – sarebbero state in automatico recepite a partire dalla data di avvio della fase di consolidamento del TIDE nelle discipline relative alle procedure concorsuali aventi a oggetto gli anni di consegna dal 2022 al 2024 e nelle connesse disposizioni tecniche di funzionamento.

I principali cambiamenti contenuti nelle proposte di modifica relative ai documenti oggetto della consultazione hanno riguardato:

- le modalità di calcolo della capacità disponibile in probabilità che sarebbero state applicate dal 1° febbraio 2026, in coerenza con le disposizioni previste dal TIDE per la fase di consolidamento;
- le modalità di verifica dell'assolvimento degli obblighi di offerta e di determinazione del corrispettivo variabile, per tenere conto degli elementi innovativi introdotti dal TIDE per la menzionata fase, soprattutto con riferimento all'aggregazione di unità e alla distinzione BRP/BSP;
- la definizione di UP indisponibile.

Essendo conformi ai criteri e alle condizioni di cui alla delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11, l'Autorità ha verificato positivamente le proposte di Terna per la modifica della disciplina da applicarsi alle procedure concorsuali relative agli anni di consegna successivi al 2024 e delle disposizioni tecniche di funzionamento associate alle medesime procedure. L'Autorità, tuttavia, ha condizionato il provvedimento all'eliminazione, nella disciplina del mercato della capacità, del passaggio in cui si assegna al BRP il compito di scegliere il raggruppamento minimo con cui soddisfare gli obblighi previsti dalla disciplina sull'essenzialità, non essendo ancora stato indicato da quest'ultima regolazione il soggetto che effettuerà detta scelta per gli anni successivi al 2026.

Esiti dell'asta madre del mercato della capacità per l'anno di consegna 2027

Nei giorni 26 e 27 febbraio 2025 si è svolta l'asta madre del mercato della capacità relativa al periodo di consegna 2027.

Il rendiconto pubblicato da Terna rispetto alla citata procedura concorsuale evidenzia, tra l'altro, che:

- la spesa complessiva per premi è pari a circa 1,85 miliardi di euro, al netto dei premi per la capacità nuova già assegnata con le aste precedenti per un periodo quindicennale che include l'anno di consegna 2027 (pari a circa 0,57 miliardi di euro per detto anno);
- la capacità esistente selezionata è pari a circa 38 GW e il relativo premio di equilibrio è pari al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità esistente (47.000 euro/MW/anno) in tutte le aree;

- la capacità nuova selezionata – interamente autorizzata – è pari a circa 0,6 GW e il corrispondente premio di equilibrio, pari a 47.000 euro/MW/anno, è inferiore al valore massimo del premio riconoscibile alla capacità nuova in tutte le aree in cui è stata selezionata;
- la capacità estera selezionata è pari a circa 4,4 GW e il relativo premio riconosciuto è differenziato tra le diverse aree estere (tra circa 5.600 e circa 7.200 euro/MW/anno);
- la capacità nuova selezionata nell'asta 2027 include 563 MW di accumuli elettrochimici, 28 MW di turbogas a ciclo aperto, 2,5 MW di fotovoltaico e 0,5 MW di termico a combustione interna.

Emergenza gas – Programma di massimizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati con combustibili diversi dal gas naturale

Per fronteggiare la crisi derivante dalla potenziale carenza di gas naturale associata all'avvio del conflitto russo-ucraino e contrastare la conseguente significativa instabilità nei prezzi dell'energia, l'art. 5-bis del decreto legge 25 febbraio 2022, n. 14, ha previsto un programma di massimizzazione della produzione di energia elettrica da fonti diverse dal gas naturale, in via eccezionale e per periodi di tempo limitati.

L'atto di indirizzo 1° settembre 2022 del Ministro della transizione ecologica, adottato ai sensi del citato decreto legge, ha affidato a Terna il compito di predisporre e avviare il programma di massimizzazione, mentre ha demandato all'Autorità la definizione delle regole di partecipazione al mercato degli impianti interessati e del relativo regime di remunerazione.

Il quadro regolatorio per gli impianti rilevanti è stato successivamente formalizzato dall'Autorità attraverso la delibera 13 settembre 2022, n. 430/2022/R/eel, in coerenza con il combinato disposto dell'art. 5-bis del DL n. 14/2022 e dell'atto di indirizzo ministeriale. Per maggiori dettagli sugli atti normativi su cui è stato fondato il programma di massimizzazione, definitivamente conclusosi il 30 settembre 2023, si rinvia al Volume 2 delle *Relazioni Annuali* sull'attività svolta dall'Autorità negli anni dal 2022 al 2024.

Nel corso del 2025, con le delibere 4 marzo 2025, n. 73/2025/R/eel, 27 maggio 2025, n. 212/2025/R/eel, 3 giugno 2025, n. 229/2025/R/eel, 1 luglio 2025, n. 290/2025/R/eel, 15 luglio 2025, n. 326/2025/R/eel, 5 agosto 2025, n. 389/2025/R/eel, e 7 ottobre 2025, n. 438/2025/R/eel, l'Autorità si è espressa principalmente sulle istanze formulate da alcuni utenti del dispacciamento di impianti di produzione alimentati da bioliquidi sostenibili e biomasse solide, per la modifica di parametri tecnico-economici rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle relative unità.

In particolare, le menzionate delibere hanno riguardato le UP degli impianti Airasca_2, Aria UL1, BiOlevano Biomassa, Centrale a biomasse Bando d'Argenta, Centrale elettrica a biomassa di Serramanna, Crotone 2, Dister Cogenerazione, Enna, ETA, Finale Emilia Biomassa, Mercure, Rende Ecosesto, Strongoli, T. Energy, Termoelettrica Tecnoparco Valbasento, Termoli 2 e Unigrà Conselice.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi *ex* artt. 64 e 65 della delibera n. 111/06

Corrispettivi di reintegro

La delibera 9 giugno 2006, n. 111/06, prevede che, annualmente, sia determinato un corrispettivo volto a reintegrare i costi sostenuti da ciascun impianto essenziale ammesso al regime di reintegrazione. Questo importo corrisponde alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'impianto e i ricavi ottenuti nel periodo in cui esso figura nell'elenco degli impianti essenziali. Secondo quanto disposto dalla delibera n. 111/06, qualora tale differenza sia positiva, Terna eroga il corrispettivo a favore dell'utente del dispacciamento, mentre, ove risulti negativa, è l'utente a doverlo versare a Terna.

Nel corso del 2025 l'Autorità ha determinato gli importi dei corrispettivi di reintegrazione per l'anno 2020 con riferimento all'impianto San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture (delibera 15 luglio 2025, n. 327/2025/R/eel) e agli impianti Assemini e Portoferraio di Enel Produzione (delibere 8 luglio 2025, n. 318/2025/R/eel, e 24 giugno 2025, n. 273/2025/R/eel). Nel fissare i corrispettivi di reintegrazione per gli impianti sopra citati, l'Autorità ha fatto riferimento alle relazioni predisposte da Terna ai sensi del comma 65.34 della delibera n. 111/06, nelle quali sono riportati i risultati delle verifiche volte ad accertare la conformità del margine di contribuzione calcolato dagli utenti del dispacciamento alla disciplina sull'essenzialità.

Inoltre, l'Autorità ha disposto il riconoscimento di un ammontare integrativo del corrispettivo con riferimento agli impianti Rosen 132kV di Solvay Chimica Italia per il periodo di applicazione del regime di reintegrazione nell'anno 2017 (delibera 18 giugno 2025, n. 256/2025/R/eel) e Assemini di Enel Produzione per l'anno 2019 (delibera 8 luglio 2025, n. 318/2025/R/eel).

In particolare, per quanto attiene all'impianto Rosen 132kV, Solvay Chimica Italia ha chiesto un riesame della delibera 6 giugno 2023, n. 248/2023/R/eel, con cui l'Autorità aveva stabilito l'importo del corrispettivo di reintegrazione per il periodo di applicazione del regime di reintegrazione all'impianto nell'anno 2017. Nell'istanza presentata, il citato utente si è concentrato sui criteri con cui Terna aveva calcolato il tasso di indisponibilità dell'impianto Rosen 132kV e alla conseguente decurtazione dei costi fissi applicata dall'Autorità nel determinare il corrispettivo. Le informazioni fornite da Solvay Chimica Italia, volte a evidenziare la diversa configurazione produttiva dell'impianto Rosen 132kV nel periodo rilevante rispetto al triennio 2014-2016, hanno indotto Terna a ricalcolare l'indisponibilità, per assicurare un confronto tra dati omogenei. L'Autorità ha dunque stabilito di integrare il corrispettivo di cui alla delibera n. 248/2023/R/eel, così da tenere conto del ricalcolo della decurtazione dei costi fissi dovuto alla modifica del tasso di indisponibilità dell'impianto Rosen 132kV nel periodo rilevante.

Nel caso dell'impianto Assemini, con la delibera 8 luglio 2025, n. 318/2025/R/eel è stato definito l'importo integrativo del corrispettivo di reintegrazione per l'anno 2019 riferito a maggiori oneri sostenuti da Enel Produzione per l'acquisto dell'energia elettrica necessaria per la fornitura di uno dei servizi richiesti all'impianto. L'Autorità ha invece rigettato la richiesta di Enel Produzione di considerare, ai fini della reintegrazione dei costi dell'impianto per l'anno 2018, gli oneri per prelievi calcolati con un metodo diverso da quello precedentemente proposto, essendo l'istanza, tra l'altro, successiva al provvedimento con il quale è stato stabilito il corrispettivo di reintegrazione per detto anno.

Infine, con la delibera 5 agosto 2025, n. 382/2025/R/eel, l'Autorità ha respinto alcune istanze presentate da Enel Produzione volte a ottenere una deroga nelle modalità di calcolo dei ricavi figurativi *ex* comma 65.3.2 della delibera n. 111/06, rilevanti ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione. Dette istanze riguardavano l'impianto Porto Empedocle per l'anno 2021 e l'impianto Sulcis per gli anni 2021, 2022, 2023 e 2024.

Acconti sui corrispettivi di reintegro

Gli utenti del dispacciamento titolari di impianti ammessi al regime di reintegrazione possono trovarsi in una situazione di esposizione finanziaria qualora i costi sostenuti in un determinato periodo eccedano i ricavi già conseguiti, generando così uno sbilanciamento positivo tra uscite ed entrate. Al fine di contenere la menzionata esposizione finanziaria, l'Autorità ha disposto l'erogazione di un acconto del corrispettivo:

- per l'anno 2023, rispetto agli impianti San Filippo del Mela 220kV (delibera 18 novembre 2025, n. 494/2025/R/eel) di A2A Energiefuture, Montemartini (delibera 28 ottobre 2025, n. 465/2025/R/eel) di Acea Energia, Biopower Sardegna (delibera 21 ottobre 2025, n. 453/2025/R/eel) di Alperia Trading e Fiumesanto (delibera 1 luglio 2025, n. 291/2025/R/eel) di EP Produzione;
- per l'anno 2024, con riferimento agli impianti San Filippo del Mela 220kV (delibera 30 settembre 2025, n. 431/2025/R/eel) di A2A Energiefuture, Assemini (delibere 28 gennaio 2025, n. 17/2025/R/eel, 18 giugno 2025, n. 257/2025/R/eel, e 4 novembre 2025, n. 474/2025/R/eel), Porto Empedocle (delibere 11 febbraio 2025, n. 36/2025/R/eel, 1° aprile 2025, n. 135/2025/R/eel, e 4 novembre 2025, n. 473/2025/R/eel) e Sulcis (delibere 18 marzo 2025, n. 96/2025/R/eel, e 11 novembre 2025, n. 483/2025/R/eel) di Enel Produzione, Fiumesanto (delibere 18 febbraio 2025, n. 49/2025/R/eel, e 25 novembre 2025, n. 510/2025/R/eel) di EP Produzione e Sarlux (delibere 22 luglio 2025, n. 342/2025/R/eel, e 4 novembre 2025, n. 472/2025/R/eel) di Saras Energy Management;
- per l'anno 2025, in relazione agli impianti Assemini (delibera 9 dicembre 2025, n. 541/2025/R/eel), Porto Empedocle (delibera 2 dicembre 2025, n. 531/2025/R/eel) e Sulcis (delibera 9 dicembre 2025, n. 540/2025/R/eel) di Enel Produzione, Fiumesanto (delibera 2 dicembre 2025, n. 530/2025/R/eel) di EP Produzione e Sarlux (delibera 11 novembre 2025, n. 484/2025/R/eel) di Saras Energy Management.

Inoltre, al fine di permettere a Terna di disporre di risorse utili a compensare, almeno parzialmente, le partite di segno negativo associate all'applicazione del regime di reintegrazione alle unità essenziali, l'Autorità, con la delibera 8 luglio 2025, n. 319/2025/R/eel, ha stabilito l'erogazione, da parte di A2A Energiefuture a Terna, di un acconto del corrispettivo relativo all'anno 2022 per l'impianto San Filippo del Mela 220 kV, pari alla parte del margine di contribuzione eccedente i costi fissi.

Ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Con la delibera 30 aprile 2025, n. 185/2025/R/eel, tenuto conto di quanto rappresentato da A2A Energiefuture in merito all'indisponibilità di un'UP della centrale San Filippo del Mela nel 2025 e all'avvio della procedura per la messa fuori servizio definitiva della medesima unità e considerate le successive informazioni fornite da Terna per lo stesso anno in merito all'essenzialità della centrale per la sicurezza del sistema elettrico siciliano, l'Autorità

ha accolto l'istanza di ammissione alla reintegrazione avanzata da A2A Energiefuture per l'impianto San Filippo del Mela 150kV della menzionata centrale, in relazione al periodo dal 4 febbraio 2025 al 31 dicembre 2025. Contestualmente, l'Autorità ha richiesto a Terna di iscrivere l'impianto San Filippo del Mela 150kV nell'elenco degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico valido fino al 31 dicembre 2025. L'altro impianto della medesima centrale – l'impianto San Filippo del Mela 220kV – era già stato ammesso alla reintegrazione per l'anno 2025 con la delibera 27 dicembre 2024, n. 581/2024/R/eel.

Con riferimento all'anno 2026, L'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione dei costi *ex* delibera n. 111/06 gli impianti essenziali San Filippo del Mela 150kV e San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture (delibera 23 dicembre 2025, n. 570/2025/R/eel), Assemini e Sulcis di Enel Produzione (delibera 23 dicembre 2025, n. 571/2025/R/eel), Trapani Turbogas di EP Produzione (delibera 25 febbraio 2025, n. 61/2025/R/eel) e Sarlux di Saras Energy Management (delibera 16 dicembre 2025, n. 555/2025/R/eel).

Con la delibera n. 61/2025/R/eel, l'Autorità si è espressa favorevolmente sull'istanza presentata da EP Produzione per l'ammissione dell'impianto Trapani Turbogas al regime di reintegrazione per l'anno 2026, anticipando le tempistiche rispetto alle scadenze ordinarie previste dalla disciplina sull'essenzialità. Nel merito, EP Produzione ha segnalato all'Autorità l'esigenza di programmare con anticipo alcuni interventi sull'impianto, da realizzare in parte nel corso del 2026, al fine di garantirne l'integrità e l'affidabilità. A tal proposito, il citato utente ha tra l'altro chiesto che i nuovi cespiti inclusi tra gli interventi di adeguamento possano essere assoggettati ad ammortamento accelerato ai fini dell'applicazione del regime di reintegrazione. Secondo quanto previsto dal provvedimento in questione, l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi per l'impianto Trapani Turbogas è stata subordinata al rispetto di una serie di prescrizioni, prevalentemente attinenti alle immobilizzazioni soggette ad ammortamento accelerato.

In relazione all'impianto Sulcis, Enel Produzione, chiedendone all'Autorità l'ammissione alla reintegrazione per il biennio 2026-2027, ha evidenziato l'impossibilità di utilizzare il carbone come combustibile dopo il giorno 31 dicembre 2025 sino all'ottenimento di un apposito permesso nell'ambito del procedimento di riesame dell'autorizzazione integrata ambientale. Con la delibera 23 dicembre 2025, n. 571/2025/R/eel, l'Autorità ha quindi stabilito di ammettere l'impianto Sulcis al regime di reintegrazione per gli anni 2026 e 2027, a partire dal giorno di decorrenza dell'autorizzazione all'utilizzo del carbone per la produzione termoelettrica.

Per quanto riguarda l'impianto Sarlux, con la delibera n. 555/2025/R/eel l'Autorità ha valutato positivamente l'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi avanzata da Saras Energy Management per l'anno 2026, anche in virtù dell'impegno dell'operatore a limitare volontariamente i costi fissi rilevanti ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione a un importo non superiore al minor valore tra quanto indicato nell'istanza di ammissione e i costi fissi consuntivi definiti secondo i criteri della delibera n. 111/06.

Regime ordinario e regime di reintegrazione

In base alla vigente disciplina per gli impianti essenziali in regime ordinario, Terna riconosce all'utente del dispacciamento dell'impianto un corrispettivo pari, in ciascun periodo rilevante, alla differenza, se positiva, tra il costo

variabile ammesso dall'Autorità per ciascuna UP assoggettata al regime e il corrispondente prezzo zonale espresso dal mercato del giorno prima, esclusivamente nelle ore in cui e per le quantità per cui l'UP risulta essenziale.

Differentemente, per gli impianti essenziali soggetti al regime di reintegrazione dei costi, l'Autorità determina annualmente un corrispettivo pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti all'impianto e i ricavi dallo stesso conseguiti. Qualora tale differenza risulti positiva, Terna riconosce l'importo corrispondente all'utente interessato, mentre lo riceve da quest'ultimo in caso contrario.

A fronte della copertura dei costi di produzione, le unità di impianti in regime di reintegrazione devono essere rese pienamente disponibili al sistema e offerte, sia nei mercati dell'energia sia nel MSD, a un prezzo non superiore al costo variabile specifico delle unità medesime, anche per le quantità diverse da quelle essenziali.

In relazione all'UP dell'impianto Sarlux, con la delibera 7 ottobre 2025, n. 437/2025/R/eel, l'Autorità, ai fini della determinazione del relativo costo variabile riconosciuto per l'anno 2025, ha:

- approvato, con alcune precisazioni e previsioni, le istanze avanzate da Saras Energy Management per la modifica del criterio di valorizzazione del combustibile che alimenta l'impianto e dei valori della componente smaltimento associati a una parte degli assetti di marcia dell'impianto;
- rigettato, per insufficienza di elementi, la richiesta di variazione del consumo specifico del medesimo combustibile, dello standard di emissione e del valore della componente smaltimento relativa a uno degli assetti dell'impianto.

Con la delibera 2 dicembre 2025, n. 529/2025/R/eel, in merito all'impianto Fiumesanto, l'Autorità ha tra l'altro accolto alcune delle richieste presentate da EP Produzione per l'anno 2025, limitatamente ai criteri di valorizzazione del principale combustibile utilizzato nell'impianto, alla relativa logistica nazionale e internazionale e alla componente destinata alla copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica. L'Autorità ha invece respinto le istanze:

- sull'elemento del costo variabile riconosciuto per l'anno 2025 a copertura della logistica nazionale di un combustibile secondario dell'impianto;
- sulla componente del costo variabile riconosciuto per gli anni 2024 e 2025 a copertura della quota parte del costo della manutenzione variabile rispetto alla quantità di energia elettrica prodotta.

Con la delibera 24 giugno 2025, n. 272/2025/R/eel, l'Autorità ha assunto determinazioni in relazione a componenti del costo variabile riconosciuto, per l'anno 2024, delle UP degli impianti Assemini e Sulcis di Enel Produzione. Per quanto attiene all'impianto Porto Empedocle di Enel Produzione, assoggettato al regime di reintegrazione dei costi per un periodo pluriennale inclusivo dell'anno 2022, l'Autorità, con la delibera 4 febbraio 2025, n. 26/2025/R/eel, ha accolto un'istanza del medesimo utente sul criterio di valorizzazione di uno dei parametri rilevanti ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto di una delle UP dell'impianto, in relazione alla componente destinata alla copertura del costo del combustibile per l'anno 2022. L'istanza è stata approvata dall'Autorità in quanto supportata da elementi sufficienti, oggettivi e verificabili e riferita ad aspetti non prevedibili prima del menzionato anno.

Il quadro regolatorio generale per l'anno 2026, in relazione al regime ordinario e al regime di reintegrazione, è stato definito dall'Autorità con le delibere 21 ottobre 2025, n. 454/2025/R/eel, e 25 novembre 2025, n. 506/2025/R/eel. Con tali provvedimenti l'Autorità ha, tra l'altro:

- approvato le proposte di Terna in merito agli standard tecnico-economici delle categorie tecnologia-combustibile delle UP termoelettriche (il rendimento standard, lo standard di emissione, il costo standard di smaltimento e, nel caso delle unità alimentate a biomasse solide, il potere calorifico inferiore standard) e alle percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti ai fini del calcolo del costo variabile riconosciuto;
- esteso al 2026 alcune disposizioni della delibera n. 111/06 la cui validità era limitata all'anno 2025, quali, a titolo esemplificativo, quelle riguardanti i prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili e delle emissioni;
- fissato il tasso di remunerazione del capitale rilevante per l'applicazione del regime di reintegrazione nell'anno 2026, secondo la metodologia stabilita dalla delibera n. 111/06;
- limitatamente all'anno 2025, prorogato alcune scadenze fissate dalla vigente disciplina degli impianti essenziali;
- modificato la delibera n. 111/06 per tenere conto, ai fini dei periodi di essenzialità sino all'anno 2026 incluso, dell'adeguamento del Codice di rete di Terna al TIDE e dell'avvio della fase di consolidamento del TIDE medesimo.

Infine, con la delibera 25 novembre 2025, n. 506/2025/R/eel, l'Autorità, sulla base delle proposte formulate da Terna, ha definito gli standard per la determinazione e la valorizzazione di alcune componenti del costo variabile riconosciuto delle UP relative agli impianti inclusi nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2026 (San Filippo del Mela 150kV e San Filippo del Mela 220kV di A2A Energiefuture, Montemartini di Acea Energia, Assemini e Sulcis di Enel Produzione, Fiumesanto e Trapani Turbogas di EP Produzione, Iges di Ital Green Energy, Biopower Sardegna di Ottana Energia e Sarlux di Saras Energy Management). Con il medesimo provvedimento, l'Autorità ha:

- approvato, per gli impianti ammessi al regime di reintegrazione, i parametri tecnici tipici proposti da Terna per l'individuazione delle quantità strettamente necessarie a implementare i programmi sotto il profilo tecnico;
- prorogato, a beneficio degli utenti interessati, i termini per la presentazione delle istanze relative ai parametri tecnici tipici e ai valori degli elementi che contribuiscono a determinare il costo variabile riconosciuto delle UP degli impianti essenziali per l'anno 2026.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico – Regime alternativo

Il regime alternativo di essenzialità, disciplinato dall'art. 65-bis della delibera n. 111/06, è caratterizzato da una configurazione semplificata di diritti e obblighi per l'utente del dispacciamento, rispetto agli altri regimi di essenzialità regolati dalla medesima delibera (regime ordinario e di reintegrazione dei costi), e dalla stipula di un contratto tra Terna e l'utente titolare di capacità essenziale che opta per detto regime.

L'adesione al regime alternativo da parte del titolare di una data risorsa essenziale è volontaria. Se l'utente sceglie di non aderire a detto regime, alla risorsa è applicato il regime ordinario, salvo che l'utente presenti istanza di ammissione al regime di reintegrazione nei termini previsti dalla delibera n. 111/06.

Con la delibera 21 ottobre 2025, n. 454/2025/R/eel, l'Autorità ha definito, sulla base delle informazioni trasmesse da Terna, i valori dei parametri tecnico-economici necessari per l'applicazione del regime alternativo nell'anno 2026 alla capacità essenziale nella disponibilità di A2A Energiefuture, CVA Energie ed Enel Produzione.

Successivamente, con la delibera 18 novembre 2025, n. 491/2025/R/eel, tenendo conto della decisione della società di aderire al regime alternativo per quantità parziali, l'Autorità ha apportato alcune modifiche alla delibera n. 454/2025/R/eel con riferimento alla capacità essenziale di Enel Produzione.

Da ultimo, alla luce delle adesioni al regime alternativo manifestate dagli utenti del dispacciamento titolari di capacità essenziale (CVA Energie ed Enel Produzione), con la delibera 16 dicembre 2025, n. 553/2025/R/eel, l'Autorità ha approvato gli schemi contrattuali predisposti da Terna per l'applicazione del medesimo regime nell'anno 2026.

Reintegrazione degli impianti essenziali per le reti non interconnesse con la RTN *ex* delibera ARG/elt 89/09

Le UP che operano su reti elettriche con obbligo di connessione di terzi non interconnesse, neppure indirettamente, con la RTN sono essenziali per la sicurezza degli ambiti territoriali serviti da tali reti, essendo le uniche risorse in grado di garantire la continuità del servizio elettrico su detti ambiti e di fornire anche i diversi servizi ancillari.

Ai sensi della delibera 7 luglio 2009, ARG/elt 89/09, Terna pubblica l'elenco delle UP essenziali per la sicurezza delle reti non interconnesse. Per le UP del menzionato elenco che non sono nella disponibilità di imprese elettriche minori, inoltre, il medesimo provvedimento prevede la reintegrazione dei costi, così da assicurare al titolare delle citate unità il riconoscimento, per ciascuna di esse, di un corrispettivo annuale pari alla differenza tra i costi di produzione riconosciuti e i ricavi conseguiti nell'anno considerato.

Al fine di contenere l'onerosità dell'esposizione finanziaria cui è soggetta Enel Produzione, titolare delle UP isolate assoggettate al regime di reintegrazione, l'Autorità ha disposto l'erogazione, da parte di Terna, di un acconto del corrispettivo:

- per gli anni dal 2016 al 2019, in relazione all'unità isolata Ventotene (delibera 25 marzo 2025, n. 108/2025/R/eel);
- per l'anno 2019, rispetto alle unità isolate Alicudi, Capraia, Filicudi, Ginostra, Malfa, Panarea, S. Marina Salina, Stromboli e Vulcano (delibera 11 marzo 2025, n. 84/2025/R/eel);
- per gli anni 2020, 2021, 2022 e 2023, con riferimento alle unità isolate Alicudi, Capraia, Filicudi, Ginostra, Malfa, Panarea, S. Marina Salina, Stromboli, Ventotene e Vulcano (delibere 20 maggio 2025, n. 208/2025/R/eel, 3 giugno 2025, n. 230/2025/R/eel, 30 settembre 2025, n. 432/2025/R/eel, e 14 ottobre 2025, n. 446/2025/R/eel).

Detti acconti sono stati determinati in modo da preservare un margine di sicurezza nell'eventualità che dai controlli in sede di determinazione dei saldi dovesse emergere la necessità di ammettere soltanto parzialmente i costi illustrati nelle istanze di reintegrazione.

Al fine di ottemperare alle sentenze del giudice amministrativo che hanno annullato le delibere 9 marzo 2021, n. 95/2021/R/eel, e 23 marzo 2021, n. 118/2021/R/eel, l'Autorità, con la delibera 10 giugno 2025, n. 243/2025/R/eel, ha disposto l'avvio di procedimenti volti a determinare nuovamente i corrispettivi di reintegrazione per gli anni 2013 e 2014 attinenti alle unità essenziali isolate nella disponibilità di Enel Produzione. Con la delibera 9 dicembre 2025, n. 538/2025/R/eel, il termine di chiusura dei procedimenti è stato posticipato, per tenere conto della proroga richiesta da Enel Produzione per l'invio degli elementi richiesti e per valutare le integrazioni rese disponibili dal medesimo utente, nel rispetto del contraddittorio e delle garanzie partecipative.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08, ha adottato il "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento" (TIMM) al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio dei mercati elettrici.

Il TIMM, tra le altre cose, prevede che il Gestore dei mercati energetici (GME) e il Transmission System Operator (TSO) (Terna) inviino annualmente per approvazione all'Autorità il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente nonché il preventivo dei costi attesi per l'anno successivo.

In linea con le suddette disposizioni, con la delibera 13 maggio 2025, n. 201/2025/R/com, sono stati approvati, tra l'altro, i costi a consuntivo sostenuti dal GME nel 2024 per l'attività di monitoraggio del mercato elettrico mentre, con la delibera 18 novembre 2025, n. 492/2025/R/com, sono stati approvati i costi a preventivo per l'anno 2026.

Con la delibera 16 dicembre 2025, n. 558/2025/R/eel, sono stati approvati sia i costi a consuntivo sostenuti da Terna nel 2024 per l'attività di monitoraggio del MSD sia i costi a preventivo in relazione all'attività prevista per l'anno 2026.

Con la delibera 1° luglio 2025, n. 302/2025/R/eel, l'Autorità ha pubblicato un Rapporto sugli esiti del mercato elettrico del giorno prima nel biennio 2023-2024, dando così seguito alla delibera 8 ottobre 2024, n. 401/2024/R/eel, che ha dato avvio a un'indagine conoscitiva finalizzata alla valutazione degli esiti dei mercati elettrici ad asta con consegna a breve termine. L'indagine conoscitiva nasce dall'esigenza di monitorare il grado di concorrenza effettiva e il corretto funzionamento dei mercati elettrici all'ingrosso, nonché di rilevare fenomeni potenzialmente inquadrabili in fattispecie abusive ai sensi del regolamento REMIT e di valutare, in esito all'indagine, le possibili linee di intervento in termini di ulteriori misure di carattere regolatorio, di *enforcement* e/o di proposta normativa nonché di segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato di eventuali profili di violazione della disciplina della concorrenza.

L'analisi è stata condotta attraverso tre fasi principali: (i) la definizione di un primo set di indicatori idonei a misurare il grado di aderenza dei prezzi zonali, formatisi nel mercato del giorno prima per ogni zona di mercato, ai costi marginali delle unità di produzione rilevanti (di seguito: UPR) eventualmente risultate al margine nella medesima zona, con riferimento ai sottotipi di tecnologia "termico combinato", "eolico" e "solare fotovoltaico"; (ii) la costruzione di un secondo set di indicatori per individuare possibili condotte di trattenimento economico di capacità secondo quanto previsto dalle linee-guida di ACER del 18 dicembre 2024; (iii) l'analisi controfattuale (di seguito:

what-if) del mercato del giorno prima, simulando condotte degli operatori nell'ipotesi in cui non avessero alcun potere di influenzare i prezzi zonali.

I risultati dell'analisi hanno evidenziato: (i) scostamenti positivi tra prezzi zonali e costi marginali, così evidenziando possibili condotte da *price-maker* degli operatori di mercato; (ii) trattenimenti economici di capacità, ovvero offerte rifiutate dall'algoritmo di mercato in quanto presentate a prezzi superiori (oppure, in casi particolari, uguali) al prezzo di mercato, pur essendo i sottostanti costi marginali inferiori a quest'ultimo; (iii) impatti del trattenimento economico di capacità sulla formazione dei prezzi di mercato.

Pertanto, i risultati dell'indagine evidenziano come, nelle ore in cui si è registrato un impatto sul prezzo derivante dalle potenziali condotte di trattenimento economico di capacità, il livello dei prezzi sia apparentemente artificioso. Per poter considerare effettivamente artificioso il livello dei prezzi, è necessario, da una parte, affinare caso per caso le scelte semplificatrici, ancorché prudenziali e dettate dalla natura conoscitiva dell'indagine e, dall'altra, accertare l'assenza di legittime giustificazioni sottostanti alle condotte di trattenimento economico di capacità attuate dai singoli operatori di mercato, sui quali ricade l'onere della prova della loro eventuale sussistenza.

Con la delibera 1° luglio 2025, n. 302/2025/R/eel, l'Autorità ha quindi deciso di dare seguito agli esiti dell'indagine conoscitiva al fine di affinare le analisi di trattenimento economico di capacità e di *what-if,* valutando, caso per caso, come previsto dal regolamento REMIT e dalle linee-guida di ACER, l'assenza di legittime giustificazioni sottostanti alle condotte evidenziate dall'indagine conoscitiva e attuate dai singoli operatori di mercato, sui quali ricade l'onere della prova della loro eventuale sussistenza.

Infine, l'Autorità ha evidenziato a Terna l'esigenza di: (i) censire nel sistema Gaudì i misuratori di prelievi di gas eventualmente esistenti presso le singole UPR termiche e le relative potenzialità e tarature; (ii) verificare che gli utenti del dispacciamento stiano trasmettendo i prelievi di gas delle singole UPR con la maggiore granularità consentita dai misuratori censiti; (iii) aggiornare la classificazione del sistema Gaudì affinché rifletta in modo più preciso le caratteristiche tecnico-economiche delle diverse tecnologie di produzione e di stoccaggio; (iv) rendere obbligatoria la compilazione di alcuni campi relativi alla programmazione degli impianti idroelettrici in entrata all'algoritmo del MSD; (v) prevenire il formarsi di deficit informativi sulle nuove tecnologie di produzione o di stoccaggio coordinandosi con l'Autorità nella fase di progettazione di qualsiasi sviluppo del sistema Gaudì e di ogni altro strumento o applicativo con cui gli operatori e Terna si scambiano informazioni sui parametri delle differenti tecnologie ai fini del loro dispacciamento, del loro ridispacciamento e della loro partecipazione ai differenti mercati elettrici.

Regolazione *output-based* dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

In attuazione dell'allegato A alla delibera 27 febbraio 2024, n. 55/2024/R/eel, recante il *"Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-*

2027" (ROTE), con la delibera 7 ottobre 2025, n. 441/2025/R/eel, l'Autorità ha disposto un premio pari a 13,9 milioni di euro a favore di Terna in relazione alla performance di continuità registrata nell'anno 2024: tale premio è stato determinato per effetto di un indicatore ENSR pari a 224 MWh, a fronte di un livello obiettivo per l'anno 2024 di 737 MWh.

Con la delibera 23 dicembre 2025, n. 573/2025/R/eel, l'Autorità ha prorogato per l'anno 2026 la regolazione incentivante la continuità del servizio di trasmissione prevista dalla ROTE per il biennio 2024-2025, confermando l'applicazione della traiettoria di fissazione dei livelli obiettivo con un miglioramento annuo del 3,5% di recupero di energia non fornita (ENS).

Incentivazione alla realizzazione di nuova capacità di trasporto e promozione dell'efficienza dei costi di investimento

Come previsto dall'art. 43 della ROTE, con la delibera 29 luglio 2025, n. 366/2025/R/eel, l'Autorità ha determinato i parametri e gli obiettivi per il meccanismo di incentivazione relativo alla realizzazione di capacità di trasporto interzonale, per il periodo 2025-2027, relativamente a confini, sezioni, capacità di trasporto di partenza, capacità di trasporto obiettivo, periodo di riferimento per le congestioni storiche (in analogia con quanto previsto nel precedente meccanismo incentivante 2019-2023, in corrispondenza degli ultimi due anni interamente disponibili, 2023 e 2024) e coefficienti di valorizzazione relativi al beneficio B1 (sulla base degli interventi del piano di sviluppo 2023, calcolati come media dei benefici B1 in ciascuno degli scenari analizzati nel piano).

La ROTE ha previsto per l'anno 2024 un meccanismo incentivante per la realizzazione di capacità di trasporto addizionale fino a valori di capacità di trasporto obiettivo che sono stati determinati dall'Autorità con la delibera 26 ottobre 2021, n. 446/2021/R/eel, per ciascuna sezione tra zone di rete e per ciascun confine; inoltre, la regolazione prevede un premio addizionale in caso di realizzazione della suddetta capacità di trasporto a costi di investimento inferiori ai costi di riferimento definiti dall'Autorità.

Con la delibera 7 ottobre 2025, n. 440/2025/R/eel, sono stati determinati premi per Terna per aver reso disponibili i seguenti incrementi di capacità relativamente all'anno 2024:

- nella sezione da Calabria verso Sicilia per 50 MW attraverso l'adozione di soluzioni *capital light,* con un aggiornamento del sistema di difesa tramite un adeguamento degli apparati UPDM (unità periferiche di difesa e monitoraggio) e con l'installazione di ulteriori PMU *(Phasor Measurement Unit)* dal 1° gennaio 2024:
  - è stato determinato un premio pari a 3,5 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto;
  - è stato determinato un premio pari a 3,5 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento, in quanto i costi dell'intervento (pari a circa 0,1 milioni di euro) risultano inferiori ai costi di riferimento definiti nella ROTE;
- nella sezione da Nord verso Centro Nord, e viceversa, per 250 MW, grazie alle sostituzioni dei conduttori della linea 380 kV "Bargi-Calenzano" e della bobina a onde convogliate presente sulla linea 380 kV "Bargi-Martignone":

  - è stato calcolato un premio pari a 26,1 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto che, per effetto dei meccanismi di tetto pluriennale alle premialità, è stato determinato nella misura di 11,8 milioni di euro;
  - è stato determinato un premio pari a 5 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento, in quanto i costi dell'intervento (pari a circa 6 milioni di euro) risultano inferiori ai costi di riferimento definiti nella ROTE;
- nella sezione da Centro Sud verso Centro Nord, e viceversa, per 600 MW, grazie alla sostituzione dei conduttori per la quasi totalità della lunghezza della dorsale 220 kV "S. Barbara–Villavalle" e per la totalità della lunghezza della dorsale 220 kV "Candia-Villanova"; la sostituzione degli autotrasformatori 380/220 kV nelle stazioni elettriche di Candia e Villanova ha inoltre contribuito in modo significativo all'incremento della capacità di scambio:
  - è stato calcolato un premio pari a 51,4 milioni di euro per la realizzazione di capacità di trasporto che, per effetto dei meccanismi di tetto, è stato determinato nella misura di 23,1 milioni di euro;
  - è stato determinato un premio pari a 46,6 milioni di euro per l'efficienza nei costi di investimento, in quanto i costi dell'intervento (pari a circa 55 milioni di euro) risultano inferiori ai costi di riferimento definiti nella ROTE.

Incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici per la realizzazione di interventi infrastrutturali sulle reti di trasmissione dell'energia elettrica

In attuazione della ROTE, con la delibera 23 settembre 2025, n. 420/2025/R/eel, l'Autorità ha determinato un premio pari a 1,4 milioni di euro per l'ottenimento di contributi pubblici per la realizzazione di interventi infrastrutturali, nell'anno 2024, relativi al servizio di trasmissione dell'energia elettrica, a fronte di 18,9 milioni di euro di contributi incassati, che permettono di ridurre corrispondentemente le tariffe di rete.

Regolazione della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione del "Testo integrato della regolazione *output-based* del servizio di distribuzione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2024-2027 (TIQD)", Allegato A alla delibera 27 dicembre 2023, n. 617/2023/R/eel, con la delibera 25 novembre 2025, n. 511/2025/R/eel, sono stati determinati, per l'anno 2024, i premi e le penalità relativi alla regolazione della durata e del numero di interruzioni senza preavviso; sono stati comminati 54,1 milioni di euro di penalità (redistribuite agli utenti del sistema elettrico soggetti al pagamento delle tariffe di rete), come saldo di:

- 61,4 milioni di euro di penalità nette in relazione alla regolazione ordinaria della continuità del servizio (indicatori di durata e numero delle interruzioni senza preavviso);
- 7,3 milioni di euro di premi per il 15% di ambiti territoriali meglio serviti in relazione alla regolazione incentivante la migliore continuità del servizio; nelle seguenti tavole sono riportati, per grado di concentrazione, i tre ambiti migliori per l'indicatore durata e per l'indicatore numero.

TAV. 3.1 *Primi tre ambiti, per grado di concentrazione, con la migliore continuità del servizio per l'indicatore durata senza preavviso*

GRADO DI CONCENTRAZIONE	ALTA	MEDIA	BASSA
1° ambito	Edyna – Provincia di Bolzano	AcegasApsAmga – Comune di Gorizia	Distribuzione Elettrica Adriatica – Comune di Offida
2° ambito	Set Distribuzione – Provincia di Trento	Set Distribuzione – Provincia di Trento	LD Reti ora Unareti – Comune di Cremona
3° ambito	e-distribuzione – Provincia di Cuneo	Deval – Provincia di Aosta	Set Distribuzione – Provincia di Trento

Fonte: ARERA.

TAV. 3.2 *Primi tre ambiti, per grado di concentrazione, con la migliore continuità del servizio per l'indicatore numero senza preavviso*

GRADO DI CONCENTRAZIONE	ALTA	MEDIA	BASSA
1° ambito	Set Distribuzione – Provincia di Trento	AcegasApsAmga – Comune di Gorizia	LD Reti ora Unareti – Comune di Cremona
2° ambito	Edyna – Provincia di Bolzano	Deval – Provincia di Aosta	Set Distribuzione – Provincia di Trento
3° ambito	e-distribuzione – Provincia di Piacenza	Set Distribuzione – Provincia di Trento	Distribuzione Elettrica Adriatica – Comune di Offida

Fonte: ARERA.

Con la delibera n. 511/2025/R/eel sono state inoltre sospese penalità per 17,8 milioni di euro, cui saranno soggette le imprese in caso di una seconda occorrenza – per lo stesso ambito territoriale – di *under-performance* di continuità del servizio.

Inoltre, in attuazione del TIQD, con la delibera 25 novembre 2025, n. 512/2025/R/eel, sono state determinate le partite economiche relative agli esperimenti regolatori per l'anno 2024: in totale sono state determinate penalità pari a 10,3 milioni di euro, di cui circa 0,8 milioni di euro per l'impresa Areti e circa 9,6 milioni di euro per l'impresa e-distribuzione. Per quanto riguarda l'indicatore di durata nessun ambito territoriale dei 39 per cui era stata disposta la sospensione del 40% della penalità ha raggiunto l'obiettivo dell'esperimento nell'anno 2024, mentre per quanto riguarda l'indicatore di numero un solo ambito territoriale (Provincia di Siracusa, bassa concentrazione) su 42 ha raggiunto l'obiettivo dell'esperimento nell'anno 2024.

A dicembre 2025, l'Autorità ha pubblicato sul proprio sito internet (https://www.arera.it/area-operatori/elequalita) la 13° graduatoria delle imprese di distribuzione di energia elettrica relativa al numero e alla durata delle interruzioni. Ai fini di una migliore confrontabilità fra le imprese, è stato confermato l'utilizzo dell'indice sintetico di durata e numero delle interruzioni (introdotto a partire dalla 10° graduatoria) che attribuisce il medesimo peso alla durata e al numero delle interruzioni e ha valore pari a 10 come media nazionale: un valore inferiore a 10 indica una prestazione migliore della media nazionale, mentre un valore superiore a 10 indica una prestazione peggiore; oltre a tale indice sono stati pubblicati i dati relativi alla durata annua media di interruzioni (per le in-

terruzioni senza preavviso lunghe) e al numero medio di interruzioni (per le interruzioni senza preavviso lunghe e brevi).

In attuazione del TIDQ, con la delibera 30 aprile 2025, n. 187/2025/R/eel, l'Autorità ha rideterminato i livelli di partenza funzionali al solo anno 2025 e i livelli obiettivo per l'anno 2025 per le regolazioni della durata delle interruzioni senza preavviso lunghe e del numero delle interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, per gli ambiti territoriali impattati dalla cessione dal 1° gennaio 2025 dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica (di alcuni Comuni nella cinta Ovest-Sud-Est di Milano e nel territorio della Valtrompia in provincia di Brescia) da e-distribuzione alla nuova impresa distributrice Duereti.

Incentivazione all'ottenimento di contributi pubblici per la realizzazione di interventi infrastrutturali sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione del TIQD, con la delibera 23 settembre 2025, n. 421/2025/R/eel, l'Autorità ha determinato il premio per l'ottenimento di contributi pubblici per la realizzazione di interventi infrastrutturali, nell'anno 2024, relativi al servizio di distribuzione dell'energia elettrica; in particolare il premio è stato determinato per 9 imprese distributrici ed è pari al 10% del contributo incassato nel 2024, per un totale di 107 milioni di euro, a fronte di 1.070 milioni di euro di contributi incassati che permettono di ridurre corrispondentemente le tariffe di rete.

Aggiornamento delle regolazioni *output-based* e della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Con il documento per la consultazione 15 luglio 2025, 332/2025/R/eel, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti relativi sia alla regolazione *output-based* sia alla regolazione della qualità commerciale.

In merito alla regolazione *output-based* sono stati presentati orientamenti per:

- l'evoluzione della regolazione individuale della continuità;
- l'aggiornamento della definizione di interruzioni rilevanti;
- l'aggiornamento del meccanismo per l'identificazione dei c.d. periodi di condizioni perturbate (PCP);
- l'aggiornamento della regolazione in materia di monitoraggio a campione delle variazioni lente di tensione nelle reti BT.

Per quanto riguarda la regolazione della qualità commerciale, l'Autorità ha presentato orientamenti per l'introduzione di nuovi standard di qualità commerciale in relazione al distacco della generazione distribuita in condizioni di elevata tensione BT, sulla base della crescente criticità a immettere energia elettrica nelle reti di distribuzione in bassa tensione per l'elevato valore della tensione di rete, tale da determinare lo scollegamento dell'impianto di produzione dell'utente in modo automatico per tensione troppo elevata.

Con la delibera 23 dicembre 2025, n. 575/2025/R/eel, al fine di garantire continuità di tutela agli utenti MT a fronte di eccessive interruzioni, è stata estesa la "Regolazione individuale della continuità del servizio" (Titolo 4 del TIQD) all'anno 2026.

Resilienza del sistema di distribuzione dell'energia elettrica

In attuazione del "Testo integrato della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2020-2023" (TIQE), Allegato A alla delibera 23 dicembre 2019, n. 566/2019/R/eel, con la delibera 23 settembre 2025, n. 418/2025/R/eel, l'Autorità ha determinato il saldo triennale (per il periodo 2022-2024) dei premi netti, a seguito di interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, per nove imprese distributrici

Tenendo conto dei premi e delle penalità incassati o dovuti dalle imprese per gli interventi completati nel 2022 e 2023 e dei potenziali premi o penalità calcolati relativi agli interventi di incremento della resilienza del servizio di distribuzione dell'energia elettrica completati nel 2024, è stato determinato, per gli interventi completati nel periodo 2022-2024, un saldo negativo per le imprese, che ha comportato un versamento alla CSEA di 2,6 milioni di euro.

Incentivo correlato ai benefici degli interventi sulle reti di distribuzione

Con il TIQD l'Autorità ha introdotto disposizioni di incentivazione correlata ai benefici degli interventi sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica: tali disposizioni si applicano alle imprese distributrici con almeno 100.000 clienti finali e prevedono premialità correlate ai benefici associati agli interventi medesimi nella misura di due annualità di beneficio lordo atteso, con un tetto al premio per ciascun intervento in funzione del costo di investimento.

Nelle proprie istanze le imprese distributrici effettuano analisi costi benefici relative ai singoli interventi presentati, sia in merito ai benefici che concorrono alle eventuali premialità sia a quelli che concorrono alla sola ammissibilità al meccanismo incentivante in termini di rapporto benefici/costi dell'intervento.

A seguito delle istanze presentate dalle imprese distributrici per la prima fase di applicazione del meccanismo incentivante gli interventi di sviluppo con data di inizio realizzazione a partire dal 2024, l'Autorità:

- con la delibera 30 aprile 2025, n. 186/2025/R/eel, ha ammesso al meccanismo incentivante 7 degli interventi proposti da Unareti, con entrata in esercizio entro il 2024, sostanzialmente costituiti dal rinnovo di rete in MT e dalla sostituzione di alcuni trasformatori AT/MT, caratterizzati da investimenti per oltre 5 milioni di euro e da conseguenti benefici per 8 milioni di euro nei successivi 25 anni;
- con la delibera 30 aprile 2025, n. 189/2025/R/eel, non ha ammesso al meccanismo incentivante l'intervento proposto da Ireti in quanto i benefici attualizzati non risultano superiori ai costi attualizzati;
- con la delibera 8 luglio 2025, n. 322/2025/R/eel, non ha ammesso al meccanismo incentivante i due interventi proposti da V-reti in quanto i benefici attualizzati non risultano superiori ai costi attualizzati.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasmissione elettrica

Le tariffe per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica sono definite coerentemente con la delibera 27 dicembre 2023, n. 615/2023/R/eel, con la quale l'Autorità ha approvato la regolazione tariffaria per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il sesto periodo di regolazione (RTTE 6PRTE – 2024-2027), vigente dal 1° gennaio 2024.

Con la delibera 23 dicembre 2025, n. 573/2025/R/eel, l'Autorità ha determinato i ricavi di riferimento a copertura dei costi per il servizio di trasmissione e di funzionamento di Terna per l'attività di dispacciamento, e le tariffe trasmissione per l'anno 2026, in coerenza con le previsioni dell'RTTE 6PRTE. Con la medesima delibera sono stati anche approvati i tassi di capitalizzazione rideterminati per gli anni 2026 e 2027 e i ricavi ammessi relativi all'anno 2024 per il servizio di trasmissione e dispacciamento, ai sensi dei criteri ROSS.

Tariffe per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica

In continuità con gli anni precedenti continua a essere previsto il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. "tariffa per l'uso delle infrastrutture") e le tariffe di riferimento definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice.

Le tariffe per l'uso delle infrastrutture per l'anno 2025 per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica sono state definite con delibera 27 dicembre 2024, n. 585/2024/R/eel, in coerenza con la regolazione tariffaria prevista per i medesimi servizi vigente per il sesto periodo di regolazione 2024-2027 ("Testo integrato delle disposizioni tariffarie per l'erogazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica", TIT, e "Testo integrato delle disposizioni per la regolazione dell'attività di misura elettrica", TIME, rispettivamente allegati A e B alla delibera 27 dicembre 2023, n. 616/2023/R/eel). La medesima delibera ha fissato anche le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione per l'anno 2025.

Le tariffe di riferimento per l'anno 2025 per le imprese che servono almeno 25.000 punti di prelievo che, ai sensi del TIT e del TIME, sono soggette al regime tariffario ROSS sono state definite, in via provvisoria, con delibera 27 maggio 2025, n. 217/2025/R/eel. La delibera ha approvato *ex ante* anche i parametri *z-factor* per l'anno 2025 per intercettare incrementi del costo operativo 2025 derivanti da investimenti per la transizione energetica o variazioni del perimetro di attività per le imprese che hanno presentato specifica istanza.

L'impresa e-distribuzione ha effettuato in data 31 dicembre 2024 una cessione di ramo di azienda afferente all'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica alla neocostituita impresa Duereti, cedendo gli *asset* funzionali all'erogazione del servizio di distribuzione e di misura presenti sulla porzione di rete e circa il 2,5% degli utenti serviti: conseguentemente a tale operazione straordinaria, le tariffe di riferimento provvisorie per l'anno 2025 per queste due imprese sono state determinate con delibera 18 giugno 2025, n. 259/2025/R/eel.

Con riferimento alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo, soggette al regime tariffario parametrico ai sensi del TIT e del TIME, con delibere 11 febbraio 2025, n. 37/2025/R/eel, 1° luglio 2025, n. 295/2025/R/eel, 29 luglio 2025, n. 368/2025/R/eel e 25 novembre 2025, n. 513/2025/R/eel, sono state determinate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura per gli anni dal 2019 al 2025.

Nell'ambito del procedimento avviato con delibera 19 marzo 2024, n. 89/2024/R/eel, con il documento per la consultazione 14 ottobre 2025, n. 447/2025/R/eel, l'Autorità ha sottoposto a consultazione i propri orientamenti con riferimento alla revisione dei criteri parametrici di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

Infine, con delibera 23 dicembre 2025, n. 575/2025/R/eel, sono state aggiornate, per l'anno 2026, le tariffe per l'uso delle infrastrutture per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici, non domestici e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione. Nella stessa delibera è stato previsto di posticipare al 30 aprile 2026 la conclusione del procedimento avviato con delibera n. 89/2024/R/eel per la revisione dei criteri parametrici di riconoscimento dei costi per le imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo, al fine di effettuare analisi quantitative ulteriori utili a valutare alcune risposte pervenute al documento per la consultazione n. 447/2025/R/eel.

La tavola seguente riporta per tipologie contrattuali l'allocazione dei gettiti dei corrispettivi di rete applicati agli utenti domestici e non domestici in vigore nell'anno 2025, distinti per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura.

TAV. 3.3 *Allocazione dei gettiti dei corrispettivi di rete in vigore nell'anno 2025*

	TRAS		DIS		MIS		UC3 + UC6		SERVIZI DI RETE					
TIPOLOGIE	M EURO	%	M EURO	%	M EURO	%	M EURO	%	M EURO	%	% PER PP	% PER KW	% PER KWH	TOT
Totale domestici	681	24,6%	2.653	47,5%	577	76,5%	113	36,2%	4.024	42,7%	17,2%	63,6%	19,2%	100%
Clienti per illuminazione pubblica (MT e BT)	43	1,6%	52	0,9%	3	0,5%	6	1,9%	105	1,1%	0,0%	0,0%	100,0%	100%
Clienti non domestici BT (escl. Illuminaz. pubblica)	769	27,8%	1.934	34,6%	146	19,3%	117	37,4%	2.966	31,5%	6,6%	62,1%	31,3%	100%
Clienti MT (escl. illuminazione pubblica)	987	35,7%	913	16,3%	27	3,6%	66	21,0%	1.992	21,2%	4,4%	40,8%	54,8%	100%
Clienti AT e AAT (incluso consumi trazione ferrov.)	286	10,3%	31	0,5%	1	0,1%	11	3,5%	329	3,5%	7,6%	79,2%	13,2%	100%
Totale non domestici	2.085	75,4%	2.929	52,5%	177	23,5%	200	63,8%	5.391	57,3%	5,7%	54,1%	40,2%	100%
TOTALE	2.766	100%	5.582	100%	755	100%	313	100%	9.416	100%	10,6%	58,2%	31,2%	100%

Fonte: ARERA.

Concessioni per il servizio di distribuzione dell'energia elettrica

La legge 30 dicembre 2024, n. 207 (legge di bilancio 2025), all'art. 1, commi da 50 a 53, prevede che, con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze, su proposta dell'Autorità, siano definiti:

- termini e modalità per la presentazione da parte dei concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica di piani straordinari di investimento pluriennale per ottenere la rimodulazione della durata della concessione, in scadenza al 2030 ai sensi del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79;
- termini e modalità per la valutazione e l'approvazione dei piani straordinari di investimento pluriennale;
- criteri per la determinazione degli oneri che i concessionari del servizio di distribuzione dell'energia elettrica sono tenuti a versare in ragione della rimodulazione della durata delle concessioni.

Ai fini dell'integrazione delle previsioni di legge nel quadro regolatorio vigente, l'Autorità ha avviato con delibera 3 giugno 2025, n. 237/2025/R/eel, un procedimento per sottoporre a consultazione dei soggetti interessati gli orientamenti per la proposta al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica e al Ministro dell'economia e delle finanze (documento per la consultazione 3 luglio 2025, n. 238/2025/R/eel).

Nell'ambito del suddetto procedimento, in esito al documento per la consultazione n. 238/2025/R/eel, con delibera 5 agosto 2025, n. 392/2025/R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica e al Ministro dell'economia e delle finanze per il decreto sui piani straordinari di investimento pluriennale ai fini della rimodulazione delle concessioni di distribuzione dell'energia elettrica e sui criteri di determinazione dei relativi oneri di cui all'art. 1, commi da 50 a 53, della legge n. 207/2024.

Determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel

L'attuale regime di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori non trasferite all'Enel (di seguito: IEM), definito dall'art. 7 della legge 9 gennaio 1991, n. 10, prevede che, con cadenza annuale, su proposta di CSEA, l'Autorità (subentrata ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, in tale funzione al Comitato interministeriale dei prezzi) stabilisca relativamente a ogni anno, sulla base del bilancio dell'anno precedente, l'acconto per l'anno in corso e il conguaglio per l'anno precedente da corrispondere a titolo di integrazione tariffaria alle medesime imprese a copertura dei costi (non coperti dai ricavi di vendita di energia elettrica) sostenuti per lo svolgimento dell'attività di produzione, distribuzione e vendita di energia elettrica.

Nel rispetto del principio di copertura dei costi sulla base delle risultanze del bilancio aziendale posto dall'art. 7 della legge n. 10/1991, nel corso degli anni, CSEA ha svolto le istruttorie relative alle integrazioni tariffarie delle IEM valutando l'attinenza dei costi al servizio elettrico da queste svolto nonché, per particolari tipologie di costi, la congruità degli stessi e, sulla base di tali istruttorie, l'Autorità ha approvato una serie di provvedimenti di determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria delle imprese elettriche minori.

In particolare, nel corso del 2025, l'Autorità, sulla base delle risultanze istruttorie fornite da CSEA, ha approvato le seguenti delibere:

- 11 febbraio 2025, n. 38/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per gli anni dal 2020 al 2022, per l'impresa elettrica minore ICEL Levanzo;
- 11 febbraio 2025, n. 39/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2022, per l'impresa elettrica minore Impresa elettrica Soc. Elettrica Liparese;
- 25 marzo 2025, n. 113/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2023, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- 25 marzo 2025, n. 114/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2023, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- 30 aprile 2025, n. 169/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2017, per l'impresa elettrica minore S.i.p.p.i.c.;
- 30 aprile 2025, n. 190/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2023, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- 30 aprile 2025, n. 191/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2023, per l'impresa elettrica minore Impresa elettrica Selis Linosa;
- 27 maggio 2025, n. 218/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2023, per l'impresa elettrica minore Impresa Elettrica D'Anna e Bonaccorsi;
- 27 maggio 2025, n. 219/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2023, per l'impresa elettrica minore Soc. Elettrica Liparese;
- 27 maggio 2025, n. 220/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2023, per l'impresa elettrica minore SIE – Società Impianti Elettrici;
- 1° luglio 2025, n. 296/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2023, per l'impresa elettrica minore SEA Società Elettrica di Favignana;
- 1° luglio 2025, n. 297/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2023, per l'impresa elettrica minore Società Elettrica Ponzese;
- 1° luglio 2025, n. 298/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2023, per l'impresa elettrica minore Germano Industrie Elettriche;
- 1° luglio 2025, n. 299/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2023, per l'impresa elettrica minore ICEL Levanzo;
- 7 ottobre 2025, n. 442/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2024, per l'impresa elettrica minore Impresa Elettrica D'Anna e Bonaccorsi;
- 21 ottobre 2025, n. 455/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2024, per l'impresa elettrica minore Smede Pantelleria;
- 18 novembre 2025, n. 495/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2024, per l'impresa elettrica minore Selis Marettimo;
- 18 novembre 2025, n. 497/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2024, per l'impresa elettrica minore Selis Lampedusa;
- 18 novembre 2025, n. 498/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per l'anno 2024, per l'impresa elettrica minore Selis Linosa;
- 9 dicembre 2025, n. 542/2025/R/eel, di determinazione dell'aliquota di integrazione tariffaria, per gli anni dal 1999 al 2003, per l'impresa elettrica minore Società Nolana per le Imprese Elettriche – SNIE.

Uscita dal regime di integrazione tariffaria di cui all'art. 7 della legge n. 10/1991 e ammissione al regime tariffario previsto per la generalità delle imprese di distribuzione e misura elettrica per l'impresa elettrica minore non trasferita a Enel S.i.p.p.i.c. Approvazione della tariffa di riferimento per i servizi di distribuzione e misura, relativa all'anno 2024

Con la delibera 23 dicembre 2025, n. 572/2025/R/eel, l'Autorità – a motivo del passaggio della rete elettrica caprese da sistema permanentemente isolato alla configurazione di sistema interconnesso con la rete elettrica nazionale, nonché della contestuale esclusione dell'impianto di Capri dagli elenchi degli impianti essenziali – ha disciplinato, a partire dal 1° gennaio 2024, l'uscita dal regime di integrazione tariffaria di cui all'art. 7 della legge n. 10/91 per la IEM S.i.p.p.i.c. e la conseguente ammissione per la società al regime tariffario previsto per la generalità delle imprese. Di conseguenza, il provvedimento ha approvato per S.i.p.p.i.c., per la medesima annualità 2024, la tariffa di riferimento per i servizi di distribuzione e misura in base ai criteri ordinari previsti dalla delibera 11 aprile 2018, n. 237/2018/R/eel, che ha definito il regime parametrico di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione elettrica per le imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo.

Considerato, inoltre, che con la delibera 22 marzo 2012, n. 101/2012/R/eel, l'Autorità aveva previsto un meccanismo incentivante, definito meccanismo di gradualità, per le IEM di cui all'art. 7 della legge n. 10/1991 ricondotte nel regime ordinario di regolazione tariffaria, la medesima delibera n. 572/2025/R/eel, in ottica di non discriminazione nei confronti delle altre IEM, ha rimesso S.i.p.p.i.c. nei termini per l'ammissione a tale meccanismo di gradualità, rinviando a un successivo provvedimento – da adottare in seguito al rilascio delle autorizzazioni necessarie da parte degli enti competenti – l'avvio del procedimento per l'ammissione di S.i.p.p.i.c. ai meccanismi regolatori previsti dalla delibera n. 101/2012/R/eel, nonché per la determinazione delle tariffe del servizio di distribuzione e misura, con l'applicazione della tariffa di transizione ai sensi dell'art. 6 della delibera n. 237/2018/R/eel a partire dal primo anno successivo all'ultima determinazione delle aliquote di integrazione tariffaria riconosciute all'impresa ai sensi dell'art. 7 della legge n. 10/1991.

Verifica delle proposte di aggiornamento del Codice di rete di Terna in materia di regole tecniche di connessioni con la RTN

Il Codice di rete di Terna:

- nel Capitolo 1, Sezione 1B, reca le "Regole tecniche di connessione";
- nel Capitolo 1, Sezione 1C, reca le "Regole tecniche di connessione degli impianti nuovi ai sensi dei regolamenti UE 631/2016, 1388/2016/ e 1447/2016";
- nell'Allegato A.1 reca i "Criteri per il coordinamento degli isolamenti nelle reti a tensione uguale o superiore a 36 kV";
- nell'Allegato A.2 reca la "Guida agli schemi di connessione";
- nell'Allegato A.79 reca gli "Impianti con sistemi di accumulo elettrochimico – Condizioni generali di connessione con le reti AAT e AT – Sistemi di protezione regolazione e controllo".

Terna, nel mese di febbraio 2025, ha trasmesso all'Autorità, a seguito della relativa consultazione degli operatori, le proposte di aggiornamento del Capitolo 1, Sezione 1B e Sezione 1C, dell'Allegato A.1, dell'Allegato A.2 e

dell'Allegato A.79 al Codice di rete in continuità con il percorso di aggiornamento delle regole tecniche di connessione implementato con le delibere n. 439/2021/R/eel e n. 99/2023/R/eel con l'introduzione dello standard di connessione a 36 kV.

Più in dettaglio, le proposte di aggiornamento del Codice di rete riguardano:

- l'estensione dello standard di connessione a 36 kV agli impianti di consumo e l'aggiornamento di alcuni requisiti tecnici per il livello di tensione 36 kV;
- l'estensione agli impianti di produzione sincroni di taglia non inferiore a 30 MW e agli impianti di pompaggio entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore della nuova versione del Codice di rete e dei relativi Allegati (a seguito della verifica positiva dell'Autorità) dell'obbligo di installazione dell'apparato unità periferica di distacco e monitoraggio (UPDM) funzionale al sistema di difesa e quindi alla gestione del SEN in sicurezza; tale obbligo è già previsto per gli impianti di produzione *inverter-based* o, su richiesta di Terna, per le altre tipologie di impianti di produzione;
- l'introduzione nell'Allegato A.79, relativo ai sistemi di accumulo elettrochimico entrati in esercizio successivamente alla data di entrata in vigore della nuova versione del Codice di rete e dei relativi Allegati (a seguito della verifica positiva dell'Autorità), della funzionalità di blocco *lead-lag* sulla regolazione primaria di frequenza volta a garantire stabilità delle regolazioni in scenari con alta penetrazione di risorse veloci (per esempio, impianti di produzione *inverter-based)*;
- l'applicazione delle regole tecniche previste dalla Norma CEI 0-16 (al posto di quelle previste dal Codice di rete) anche agli impianti di produzione di potenza uguale o minore di 6 MW connessi a un livello di tensione uguale o maggiore di 110 kV, come già previsto per gli impianti di produzione di taglia analoga connessi a un livello di tensione minore di 110 kV.

L'Autorità, con la delibera 22 maggio 2025, n. 209/2025/R/eel, ha verificato positivamente le proposte di aggiornamento del Capitolo 1, Sezione 1B e Sezione 1C, dell'Allegato A.1, dell'Allegato A.2 e dell'Allegato A.79 al Codice di rete, essendo coerenti con gli indirizzi previsti dalla regolazione vigente e con gli obiettivi di sicurezza di gestione del SEN.

Inoltre, la delibera n. 209/2025/R/eel ha previsto che nel caso degli impianti di produzione e dei sistemi di accumulo entrati in esercizio entro 6 mesi dalla data di entrata in vigore della nuova versione del Codice di rete e dei relativi Allegati (a seguito della verifica positiva dell'Autorità), l'adempimento alle nuove disposizioni possa essere effettuato nel corso della *Interim Operational Notification* – ION (pari al massimo a 18 mesi dalla data di entrata in esercizio), anziché prima della connessione.

Applicazione della delibera n. 149/2019/R/eel nel caso di rifacimenti e/o potenziamenti di impianti di produzione rotanti esistenti

La delibera 16 aprile 2019, n. 149/2019/R/eel ha definito le tempistiche per l'applicazione delle nuove edizioni della Norma CEI 0-16 e della Norma CEI 0-21 e le tempistiche per l'obbligatorietà di utilizzo della dichiarazione redatta dai costruttori delle apparecchiature costituenti gli impianti di produzione sulla base dei test report effettuati secondo quanto previsto dalle medesime Norme CEI, che recepiscono per le connessioni con le reti di di-

stribuzione (in particolare reti di media e bassa tensione) le disposizioni del regolamento europeo *Requirements for Generators* – RfG e del regolamento europeo *Demand Connection Code* – DCC.

A seguito della segnalazione di e-distribuzione all'Autorità relativa alla necessità di disciplinare l'applicazione della delibera n. 149/2019/R/eel nel caso di rifacimenti e/o potenziamenti degli impianti di produzione rotanti esistenti e a seguito del successivo parere positivo del Comitato Tecnico CT 316 del CEI in relazione alla proposta operativa formulata da e-distribuzione presso il medesimo Comitato Tecnico CT 316, l'Autorità, con la delibera 6 agosto 2025, n. 387/2025/R/eel, ha modificato la delibera n. 149/2019/R/eel, prevedendo le azioni da effettuare nel caso interventi di rifacimenti e/o potenziamenti degli impianti di produzione rotanti esistenti connessi con le reti di distribuzione e distinguendo tra:

- il caso di sostituzione sia del motore primo che dell'alternatore dell'impianto di produzione esistente, distinguendo inoltre tra:
  - casistica in cui non si varino né il valore della potenza nominale dell'impianto di produzione né il valore della potenza in immissione richiesta;
  - casistica in cui si varino il valore della potenza nominale dell'impianto di produzione e il valore della potenza in immissione richiesta;
  - casistica di impianti di produzione con valore della potenza nominale minore di 400 kW in cui si varino il valore della potenza nominale dell'impianto di produzione e il valore della potenza in immissione richiesta;
- il caso di sostituzione del motore primo ma non dell'alternatore dell'impianto di produzione esistente;
- il caso di sostituzione dell'alternatore ma non del motore primo dell'impianto di produzione esistente, distinguendo inoltre tra:
  - casistica in cui non si varino né il valore della potenza nominale dell'impianto di produzione né il valore della potenza in immissione richiesta;
  - casistica in cui si varino il valore della potenza nominale dell'impianto di produzione e il valore della potenza in immissione richiesta.

Rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio della CSEA

Con il parere 22 luglio 2025, n. 345/2025/I, l'Autorità ha rilasciato al Ministero dell'economia e delle finanze l'intesa in ordine all'approvazione del bilancio 2024 della CSEA, e ha definito l'aliquota per il ricavo commissionale a copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2025, in conformità a quanto disposto dalla legge 28 dicembre 2015, n. 208 (legge di stabilità per il 2016).

Tale legge, all'art. 1, comma 670, ha trasformato, a decorrere dal 1° gennaio 2016, la Cassa conguaglio per il settore elettrico in un ente pubblico economico, denominato "Cassa per i servizi energetici e ambientali" (CSEA), operante con autonomia organizzativa, tecnica e gestionale e sottoposto alla vigilanza del Ministero dell'economia e delle finanze e dell'Autorità. Il riassetto organizzativo conseguente alla trasformazione di CSEA in ente pubblico economico è stato anche completato con l'approvazione del Regolamento di ammini-

strazione e contabilità di CSEA, da parte dell'Autorità d'intesa con il Ministero dell'economia e delle finanze, e dello Statuto di CSEA.

Il rilascio dell'intesa da parte dell'Autorità per l'approvazione del bilancio di CSEA prevede, da parte di questa, la corretta rappresentazione, per l'anno di riferimento, della situazione finanziaria, economica e patrimoniale nonché la verifica del rispetto, sulla base della relazione al bilancio da parte del Collegio dei Revisori, dei criteri stabiliti dallo Statuto, dal Regolamento di amministrazione e contabilità e dai principi contabili nazionali formulati dall'Organismo italiano di contabilità (OIC).

Parallelamente, l'art. 7, comma 2, del Regolamento di amministrazione e contabilità prevede che, contestualmente al rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze sul bilancio di esercizio, l'Autorità autorizzi CSEA a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione a copertura dei costi di funzionamento dell'anno in corso: tale prelievo costituisce un ricavo di funzionamento e deve essere commisurato agli importi riscossi ed erogati nell'esercizio precedente a quello di riferimento con aliquota determinata dall'Autorità con propria delibera.

Al fine di allineare i costi previsti nel budget a quelli sostenuti nei primi mesi dell'esercizio 2025, nel corso dell'anno CSEA ha trasmesso agli uffici dell'Autorità, l'aggiornamento del Budget economico 2025 su cui il Collegio dei revisori di CSEA ha espresso parere favorevole e in cui sono riportati i costi e le imposte afferenti l'attività di funzionamento di CSEA per l'esercizio 2025, nonché i proventi finanziari sul patrimonio netto e gli altri ricavi afferenti, anche in questo caso, l'attività di funzionamento dell'ente.

Con la delibera n. 345/2025/I, dunque, contestualmente al rilascio dell'intesa al Ministero dell'economia e delle finanze per l'approvazione del bilancio 2024 di CSEA, in considerazione degli importi riportati nel Budget economico 2025 inviato da CSEA, l'Autorità ha autorizzato quest'ultima a effettuare un prelievo di natura commissionale sui conti di gestione, definendone l'aliquota per la copertura dei costi di funzionamento per l'esercizio 2025.

Oneri generali di sistema per il settore elettrico

Con la delibera n. 618/2023/R/com, l'Autorità ha aggiornato la parte relativa alle prestazioni patrimoniali imposte e ai regimi tariffari speciali, che prima del 2024 era inclusa nel Testo integrato trasporto, ma che non è stata aggiornata dal TIT 2024-2027, RTTE 2024-2027 e TIQD 2024-2027.

In particolare, è stato approvato, a valere dal 1° gennaio 2024, e il "Testo integrato delle disposizioni per le prestazioni patrimoniali imposte e i regimi tariffari speciali – Settore elettrico (TIPPI)", aggiornato in relazione allo sviluppo della regolazione da parte dell'Autorità, nonché della normativa di riferimento.

Gli oneri generali di sistema e le ulteriori componenti di cui al TIPPI sono stati aggiornati nel corso del 2025, con cadenza trimestrale, dalle delibere n. 599/2024/R/com, n. 131/2025/R/com, n. 281/2025/R/com e n. 429/2025/R/com.

Nelle tavole 3.4, 3.5, 3.6 e 3.7 sono riportati, per tipologia di clienti e per l'anno 2025, i volumi di energia prelevata e di potenza impegnata, il numero dei punti di prelievo, l'allocazione degli oneri generali e il valore unitario medio (in euro/MWh) delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} pagato da ciascuna tipologia di utenza.

In relazione alle imprese a forte consumo di energia elettrica, i dati sono da considerarsi preliminari. Il valore del contributo spettante a ciascuna impresa per l'annualità 2025 sarà infatti determinato *ex post* dalla CSEA entro il 31 maggio 2026 (cfr. comma 9.9 dell'Allegato A alla delibera n. 619/2023/R/eel). La quantificazione definitiva resta inoltre subordinata all'esito delle verifiche sul rispetto delle *green conditionality*, previste dalla normativa e specificate nelle linee guida degli enti coinvolti, la cui inosservanza può comportare la revoca totale o parziale dell'agevolazione.

Pertanto, le tabelle evidenziano il contributo che effettivamente è stato pagato dagli utenti (cfr. la tav. 3.6 con la prima colonna della tav. 3.8 *"Gettiti dagli oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2025").*

TAV. 3.4 *Oneri generali* (A)

		ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		ATOT SENZA EFFETTO ENERGIVORI	
	TIPOLOGIE	(TWH)	(%)	(GW)	(%)	(N.)	(%)	(M€)	(%)
Clienti domestici	Residenti	49,84	19,99%	80,96	42,65%	24.085.120	64,78%	1.194,64	13,17%
	Non residenti	7,54	3,03%	22,01	11,59%	6.315.394	16,99%	753,27	8,31%
	TOTALE DOMESTICI	57,38	23,02%	102,97	54,24%	30.400.513	81,77%	1.947,91	21,48%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,43	1,38%	nd	nd	nd	nd	145,33	1,60%
	Clienti di ricarica per veicoli elettrici	0,14	0,06%	0,79	0,42%	16.761	0,05%	8,98	0,10%
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. illuminaz. pubblica)	64,86	26,02%	51,39	27,07%	6.656.853	17,90%	2.453,12	27,05%
	Clienti di media tensione (escl. illuminazione pubblica)	89,15	35,76%	26,10	13,75%	103.734	0,28%	3.521,40	38,83%
	Clienti di alta e altissima tensione (inclusi consumi trazione ferrov.)	34,31	13,76%	8,60	4,53%	1.022	0,00%	992,20	10,94%
	TOTALE NON DOMESTICI	191,90	76,98%	86,87	45,76%	6.778.371	18,23%	7.121,04	78,52%
	TOTALE	249,28	100,00%	189,85	100,00%	37.178.884	100,00%	9.068,95	100,00%

(A) Nei dati esposti non sono considerati gli effetti delle agevolazioni alle imprese energivore e dell'elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni.

Fonte: ARERA

TAV. 3.5 *Effetto energivori: agevolazioni energivori ed elemento A_{ESOS} (della componente A_{SOS}) a copertura delle medesime agevolazioni*

		CLIENTI NON ENERGIVORI (PAGATORI A_{ESOS})				CLIENTI ENERGIVORI			
	TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	AESOS (M€)	ENERGIA PRELEVATA (TWH)	POTENZA IMPEGNATA (GW)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	MANCATO GETTITO A3*SOS (M€)
Clienti domestici	Residenti	49,84	80,96	24.085.120	377,24				
	Non residenti	7,54	22,01	6.315.394	57,10				
	TOTALE DOMESTICI	57,38	102,97	30.400.513	434,34				
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,43	nd	nd	31,45				
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,14	0,79	16.761	1,75				
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. Illuminaz. pubblica)	64,54	51,35	6.649.773	479,66	0,32	0,04	7.081	-5,40
	Clienti di media tensione (escl. illuminazione pubblica)	58,02	17,60	94.625	510,18	31,13	8,49	9.109	-996,84
	Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)	5,68	2,15	610	10,87	28,63	6,45	413	-889,07
	Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	0,00	0,00	-	-	0,00	0,00	-	63,92
	TOTALE NON DOMESTICI	131,81	71,89	6.761.768	1.033,91	60,09	14,98	16.602	-1.827,39
	TOTALE	189,19	174,87	37.162.282	1.468,25	60,09	14,98	16.602	-1.827,39

Fonte: ARERA

TAV. 3.6 *Distribuzione fissa/variabile (comprensivo A_{ESOS} e agevolazioni energivori)*

		A_{SOS}				A_{RIM}			
	TIPOLOGIE	M€	% PER PP	% PER KW	%PER KWH	M€	% PER PP	% PER KW	% PER KWH
Clienti domestici	Residenti	1.479,10	0,00%	0,00%	100,00%	92,78	0,00%	0,00%	100,00%
	Non residenti	796,33	71,88%	0,00%	28,12%	14,04	0,00%	0,00%	100,00%
	TOTALE DOMESTICI	2.275,43	25,16%	0,00%	74,84%	106,82	0,00%	0,00%	100,00%
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	165,75	0,00%	0,00%	100,00%	11,02	0,00%	0,00%	100,00%
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	9,54	0,00%	0,00%	100,00%	1,19	0,00%	0,00%	100,00%
	Clienti non domestici di bassa tensione (escl. Illuminaz.pubblica)	2.598,18	3,07%	29,07%	67,86%	329,20	6,57%	62,26%	31,17%
	Clienti di media tensione (escl. illuminazione pubblica)	2.810,77	1,19%	8,69%	90,12%	223,98	4,38%	41,15%	54,46%
	Clienti di alta e altissima tensione (incluso consumi trazione ferrov.)	83,83	2,79%	14,06%	83,14%	30,18	5,57%	79,98%	14,45%
	Gettito extra-tariffario da contributo imprese energivore in classe VAL	63,92							
	TOTALE NON DOMESTICI	5.731,99	2,04%	17,84%	80,12%	595,57	5,56%	53,94%	40,49%
	TOTALE	8.007,42	8,66%	12,73%	78,61%	702,39	4,72%	45,74%	49,54%

Fonte: ARERA

TAV. 3.7 *Valore unitario medio delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} pagato da ciascuna tipologia di utenza (*)*

			A_{SOS}		A_{RIM}	
	TIPOLOGIE	Energia prelevata (TWh)	M€	euro/MWh	M€	euro/MWh
Clienti domestici	Residenti	49,84	1.479,10	29,68	49,84	1,86
	Non residenti	7,54	796,33	105,55	7,54	1,86
	TOTALE DOMESTICI	57,38	2.275,43	39,65	106,82	1,86
Clienti non domestici	Clienti per illuminazione pubblica (media e bassa tensione)	3,43	165,75	48,30	3,43	3,21
	Punti di ricarica per veicoli elettrici	0,14	9,54	67,39	1,19	8,39
	Clienti non domestici di bassa tensione non energivori (escl. Illuminaz.pubblica)	64,54	2.597,16	40,24	329,20	5,08
	Clienti non domestici di bassa tensione energivori	0,32	1,36	4,22		
	Clienti di media tensione non energivori(escl. illuminazione pubblica)	58,02	2.673,84	46,08	223,98	2,51
	Clienti media tensione energivori (*)	31,13	170,05	5,46		
	Clienti di alta e altissima tensione non energivori (incluso consumi trazione ferrov.)	5,62	52,46	9,34	30,18	0,88
	Clienti di alta e altissima tensione energivori (*)	28,69	61,83	2,15		
	TOTALE NON DOMESTICI	191,90	5.731,99	29,87	595,57	3,10
	TOTALE	249,28	8.007,42	32,12	702,39	2,82

(*) Il contributo delle imprese energivore in classe VAL è stato distribuito tra media e alta/altissima tensione in ragione dei volumi sottostanti.

Fonte: ARERA

La tavola 3.8 illustra la ripartizione del gettito degli oneri generali di sistema, di competenza del 2025, tra le diverse componenti, confermando il peso della componente A3*SOS.

TAV. 3.8 *Gettiti oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2025 (componenti A_{SOS} e A_{RIM} e relativi elementi) in milioni di euro – (comprese le disposizioni del decreto legge 19/25)*

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE DA UTENTI	DECRETO - LEGGE 19/25			
			ART. 1, COMMA 1	ART. 1, COMMA 3	ART. 3, COMMA 4	ART. 3, COMMA 5
A_{SOS}	Oneri relativi al sostegno delle energie da fonti rinnovabili ed alla cogenerazione CIP 6/92	8.007,42	624,00		624,00	337,00
A_{3*SOS} **(1)**	Sostegno delle fonti rinnovabili e della cogenerazione CIP 6/92	6.539,17	624,00		624,00	337,00
A_{ESOS}	Oneri derivanti dalle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica	1.468,25				
$A_{91/14SOS}$ **(2)**	Sconti previsti dal decreto legge 91/14	-				
A_{RIM} **(3) (4)**	Rimanenti oneri generali	702,39				
A_{4RIM}	Regimi tariffari speciali ferrovie	603,19				
A_{5RIM}	Finanziamento della ricerca	-				
A_{SRIM}	Bonus sociale	50,25	892,68	307,32		
A_{uc4RIM}	Imprese elettriche minori	-				
A_{uc7RIM}	Efficienza energetica negli usi finali	-				
A_{SVRIM}	Sviluppo tecnologico	48,95				
TOTALE		8.709,81				

(1) compreso sconti alle imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. "imprese energivore")
(2) l'elemento $A_{91/14SOS}$ è negativo in quanto si tratta di sconti riconosciuti a utenti in bassa e media tensione non inclusi tra le imprese a forte consumo di energia elettrica
(3) dal 1° gennaio 2023 sono stati soppressi gli elementi A_{2RIM} e A_{mctRIM} della componente tariffaria A_{RIM}, in quanto a partire dal 2023 gli "oneri nucleari" sono stati posti a carico della fiscalità generale dalla legge 29 dicembre 2022, n. 197 (legge di Bilancio 2023)
(4) dal 1° gennaio 2024 è stato soppresso l'elemento A_{3RIM} della componente tariffaria A_{RIM}, in quanto non si prevedono più costi in relazione agli impianti alimentati a rifiuti non biodegradabili

Fonte: ARERA, elaborazione su dati CSEA.

Decreto bollette

Nel febbraio il Governo ha adottato il decreto legge 19/25 (cosiddetto "DL bollette"), contenente, tra l'altro *"misure urgenti in favore delle famiglie e delle imprese di agevolazione tariffaria per la fornitura di energia elettrica e gas naturale"*.

L'art. 1, comma 1, del decreto legge 19/25 ha previsto che *"Per l'anno 2025, ai fini del riconoscimento di un contributo straordinario del valore di 200 euro sulle forniture di energia elettrica dei clienti domestici con valori dell'indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) fino a 25.000 euro, si provvede con delibera dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, nel limite delle risorse disponibili, necessarie a garantire la relativa copertura, a qualsiasi titolo sul bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali"*.

Per l'attuazione delle misure di cui sopra, l'art. 1, commi 2 e 3, del decreto legge 19/25 hanno modificato il quadro normativo vigente in relazione alle partite economiche relative al servizio di stoccaggio di ultima istanza fornito dal GSE, prevedendo:

- che il GSE restituisca al Bilancio dello Stato solo gli importi incassati dalla vendita del gas naturale al 1° dicembre 2024, comprensivi degli eventuali interessi maturati (*cfr.* comma 2);
- che le ulteriori risorse incassate dalla vendita del gas naturale da parte del GSE siano versate alla CSEA entro 60 giorni dalla vendita stessa, per essere destinate *"a misure per il contrasto all'incremento dei costi energetici a beneficio di famiglie e operatori economici"* (*cfr.* comma 2);
- che entro il 10 aprile 2025, le risorse già trasferite al GSE ai sensi del comma 6.1 della delibera n. 113/2024/R/com siano restituite alla CSEA, comprensive degli eventuali interessi maturati per essere destinate "alle finalità di cui al comma 1" (*cfr.* comma 3).

L'art. 3, comma 4, del decreto legge 19/25 ha modificato l'art. 51, comma 1-quater, del decreto legge 13/23, prevedendo che *"I rimborsi riconosciuti dalla Commissione europea a fronte di spese anticipate dallo Stato per misure di riduzione dei costi in materia energetica, rendicontate nell'ambito dei programmi nazionali cofinanziati dal FESR e dal FSE per il periodo di programmazione 2014-2020, ai sensi dell'articolo 25 ter del regolamento (UE) 1303/2013 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 17 dicembre 2013 (...), unitamente alle quote di cofinanziamento nazionale e alle risorse del fondo di rotazione per l'attuazione delle politiche europee di cui all'articolo 5 della legge 16 aprile 1987, n. 183, che si rendono disponibili per effetto di variazioni del tasso di cofinanziamento" possano essere destinate anche ad "agevolazioni per la fornitura di energia elettrica per i clienti non domestici in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW"*.

L'art. 3, comma 5, del decreto legge 19/25 prevede che *"è data attuazione alle disposizioni di cui al comma 4 del presente articolo azzerando per un semestre la parte della componente ASOS applicata all'energia prelevata per i clienti non domestici in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, nel limite delle risorse disponibili, necessarie a garantire la relativa copertura, a qualsiasi titolo sul bilancio della Cassa per i servizi energetici e ambientali"*.

In relazione alle *"risorse disponibili, necessarie a garantire la relativa copertura, a qualsiasi titolo sul bilancio della Cassa"*, citate sia all'art. 1, comma 1, che all'art. 3, comma 5, del decreto legge 19/25, rileva che, con la Relazione

210/2024/I/com, l'Autorità ha rendicontato l'utilizzo delle risorse stanziate dal Governo per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale nell'anno 2023, facendo seguito alle Relazioni 212/2022/I/com e 243/2023/I/com, relative agli anni 2021 e 2022 *(cfr. Relazione Annuale* 2024).

La Relazione 210/2024/I/com ha evidenziato come per il settore gas il fabbisogno fino al 2023 sia risultato complessivamente inferiore alle risorse raccolte fino al medesimo anno. In particolare, nel settore gas risultava un surplus in relazione alle partite economiche relative alla componente straordinaria, introdotta con la delibera n. 148/2022/R/gas a partire dal II trimestre 2022, di segno negativo all'elemento tariffario UG2c, da applicare agli scaglioni relativi ai consumi più bassi (fino allo scaglione con valore massimo a 5.000 S(m^3)/annui), per le quali la medesima delibera n. 148/2022/R/gas ha previsto l'istituzione presso CSEA di un conto *ad hoc* (di seguito: conto UG2 straordinario).

La Relazione 210/2024/I/com ha evidenziato anche un surplus in relazione alle partite economiche relative al rafforzamento del bonusgas, mentre in relazione alle partite economiche relative al rafforzamento del bonus elettrico le risorse si sono rivelate inferiori al fabbisogno.

Da verifiche *ex post*, il surplus relativo al conto UG2 straordinario è risultato superiore a quanto evidenziato nella Relazione 210/2024/I/com. Complessivamente, alla fine del 2023 risultavano, in relazione al settore gas, 934 milioni di euro di surplus.

Con la delibera n. 131/2025/R/com l'Autorità ha, pertanto, dato pronta attuazione alle disposizioni del decreto legge n. 19/25 prevedendo che le aliquote espresse in centesimi di euro/kWh per le altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW siano poste pari a zero dal 1° aprile 2025. Detta disposizione è stata confermata anche con la delibera n. 281/2025/R/com, per il III trimestre 2025.

L'Autorità ha anche impartito, con la medesima delibera n. 131/2025/R/com, disposizioni alla CSEA in relazione alla destinazione delle partite economiche di cui all'art. 1, commi 2 e 3, e all'art. 3, comma 4, del decreto legge n. 19/25 ai diversi conti di gestione interessati, prevedendo:

- che siano destinate al conto AS le risorse restituite dal GSE ai sensi dell'art. 1, comma 3, del decreto legge n. 19/25;
- che CSEA trasferisca l'importo derivante dai rimborsi per il bonus elettrico rendicontato al 31 gennaio 2025 nell'ambito dei programmi nazionali cofinanziati dall'UE (iniziativa SAFE), in attuazione dell'art. 51, comma 1-quater, del decreto legge n. 13/23 sul conto ASOS;
- che CSEA trasferisca 337 milioni dal conto UG2 straordinario al conto ASOS;
- che CSEA trasferisca le risorse residue sul conto UG2 straordinario al conto AS;
- che eventuali ulteriori risorse incassate dal GSE dalla vendita del gas relativo al servizio di stoccaggio di ultima istanza, di cui all'ultimo periodo dell'art. 1, comma 2, del decreto legge n. 19/25, siano destinate al conto AS.

L'Autorità ha altresì adottato le delibere n. 132/2025/R/eel e n. 144/2025/R/eel, che hanno definito le modalità operative per il riconoscimento del contributo straordinario previsto all'art. 1, comma 1, del decreto legge n. 19/25. Per i dettagli, si rimanda al paragrafo XX.

Oneri nucleari

Nel corso del 2025 è stata adottata la delibera 2 dicembre 2025, n. 533/2025/R/eel di riconoscimento a consuntivo degli oneri nucleari per il *decommissioning* per l'anno 2023, ultimo anno del primo semiperiodo di regolazione dei "Criteri per il riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di decommissioning" (TIDECN), approvato con la delibera n. 348/2021/R/eel.

La delibera n. 348/2021/R/eel prevede che il terzo periodo di regolazione delle attività di *decommissioning* abbia una durata di 6 anni, a partire dal 1° gennaio 2021 fino al 31 dicembre 2026, e sia articolato in due semiperiodi di regolazione di uguale durata (3 anni).

Come evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, l'avvio del secondo semiperiodo del TIDECN è stato posticipato al 2025, e per il 2024 è stata applicata una regolazione provvisoria sulla falsariga di quanto già adottato per anni "di transizione", con particolare riferimento al 2020 (cfr. delibera n. 507/2024/R/eel).

Nel corso del 2025 è stata avviata l'istruttoria per la regolazione del secondo semiperiodo, a seguito dell'invio da parte di Sogin della documentazione relativa all'aggiornamento del programma a vita intera delle attività di *decommissioning*.

Come già ricordato nelle precedenti Relazioni Annuali, l'art. 1, commi 20, 21 e 22, della legge di Bilancio 2023 dispongono che, a partire dal 2023, gli oneri nucleari non sono più a carico delle utenze elettriche, bensì direttamente al Bilancio dello Stato, lasciando comunque invariati i poteri dell'Autorità in termini di determinazione degli oneri nucleari sulla base di criteri di efficienza economica.

Oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto A_{SOS}

Gli oneri posti in capo al conto alimentato dalla componente A_{SOS} di competenza dell'anno 2025 risultano superiori a quelli dell'anno 2024 di circa 1,7 miliardi di euro, come evidenziato nella tavola 3.9.

Ciò in relazione all'entrata a regime di diversi meccanismi di incentivazione (incentivazione della produzione di biogas, biomasse, bioliquidi) e dell'*Energy Release*.

TAV. 3.9 *Dettaglio degli oneri per il supporto delle energie rinnovabili in capo al conto A_{SOS}, in milioni di euro*

ONERI DI COMPETENZA	2024		2025	
	VALORE	QUOTA%	VALORE	QUOTA%
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Ritiro certificati verdi	4	0,04%	2	0,02%
Conversione CV in incentivi	627	6,78%	562	5,14%
Fotovoltaico	5.590	60,48%	5.763	52,69%
Ritiro dedicato	103	1,12%	166	1,52%
Tariffa omnicomprensiva	1.178	12,74%	977	8,93%

ONERI DI COMPETENZA	2024		2025	
	VALORE	QUOTA%	VALORE	QUOTA%
Scambio sul posto	265	2,87%	354	3,24%
FER incentivi amministrati	320	3,47%	253	2,32%
Autoconsumo e comunità energetiche	1	0,01%	5	0,05%
Energy release	-	0,00%	1.143	10,45%
PMG Biogas e Biomasse - Delibera 305/2024	425	4,60%	480	4,38%
PMG Bioliquidi - Delibera 306/2024	753	8,14%	1.232	11,25%
Altro	-22	-0,25%	1	0,01%
TOTALE RINNOVABILI	9.244	100,00%	10.938	100,00%
Compravendita energia elettrica assimilata CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
Oneri CO_2 assimilate	-	0,00%	-	0,00%
Copertura certificati verdi assimilate	-	0,00%	-	0,00%
Risoluzione CIP 6	-	0,00%	-	0,00%
TOTALE ASSIMILATE	-	0,00%	-	0,00%
TOTALE ONERI A_{SOS}	9.244	100%	10.938	100%

Fonte: ARERA

Come già sopra ricordato, per tutto l'anno 2025 gli oneri del conto A_{SOS} sono stati finanziati dal gettito degli utenti elettrici.

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

Con la Decisione C(2023) 9135, la Commissione europea ha approvato la modifica del regime italiano di aiuti di Stato a sostegno delle imprese a forte consumo di energia elettrica (imprese energivore) introdotto dall'art. 3, del decreto legge n. 131/2023 che adeguava la precedente disciplina a quanto previsto dalle linee guida CEEAG.

L'Autorità ha dato prima attuazione alla suddetta disciplina con la delibera 27 dicembre 2023, n. 619/2023/R/eel, al fine di garantire dal 1° gennaio 2024 l'avvio tempestivo e senza soluzione di continuità del riconoscimento delle agevolazioni, seppure nelle more dell'adozione del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica di cui all'art. 3, comma 11, con il quale si sarebbe perfezionato lo scenario degli adempimenti connessi con la misura.

Il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, sentita l'Autorità, ha adottato il Decreto 256 del 10 luglio 2024 (di seguito: Decreto 10 luglio 2024) con cui sono state individuate le modalità e i criteri per il soddisfacimento delle *green conditionality* e l'assolvimento di tutti gli obblighi previsti per le imprese energivore, nonché per lo svolgimento dei controlli relativi a tali obblighi.

Con le delibere 30 luglio 2024, n 343/2024/R/eel e 24 settembre 2024, n. 378/2024/R/eel, l'Autorità ha finalizzato la regolazione delle agevolazioni con varie modifiche e integrazioni, in particolare ha aggiornato l'Allegato A alla delibera n. 619/2023/R/eel e introdotto il comma 4.2-bis, con cui è stata data la possibilità alle imprese caratterizzate da diverse attività, di richiedere tramite il Portale CSEA nel caso in cui, per circostanze contingenti, il codice ATECO prevalente in termini di fatturato desumibile dalla dichiarazione IVA relativa all'ultimo anno del

periodo di riferimento non risulti tra quelli agevolabili ai sensi della disciplina europea, di accedere al meccanismo agevolativo tramite la metodologia indicata nella sezione 3.2 punti 67, 68 e 75 nel del documento Eurostat (documento Eurostat NACE Rev.2 Statistical classification of economic activities in the European Community) utilizzata per determinare il codice NACE (e quindi il codice ATECO) tramite il criterio della prevalenza di un'attività per Valore aggiunto lordo (VAL), applicando come regola di stabilità che per gli ultimi due anni consecutivi il VAL dell'impresa abbia ricevuto un contributo maggioritario dall'attività corrispondente a un codice NACE-ATECO ammissibile alle agevolazioni (di seguito: metodologia VAL).

Nel 2025 gli uffici hanno svolto un'ampia attività istruttoria sui casi in cui le imprese hanno chiesto il riconoscimento del codice ATECO tramite la metodologia *VAL*, nei casi in cui il codice prevalente basato sul fatturato non risultasse ammissibile: 25 imprese hanno fatto istanza per l'anno 2024, mentre per il 2025 sono state ricevute 27 istanze in sessione ordinaria e 10 in suppletiva.

Le valutazioni hanno riguardato:

- una prima verifica tramite Guardia di Finanza per controllare che le imprese non avessero un codice ATECO ammissibile alle agevolazioni tramite la semplice dichiarazione IVA;
- coerenza e affidabilità dei dati VAL forniti per ciascun esercizio;
- verifica della stabilità della prevalenza del VAL per un codice ATECO ammissibile per almeno due anni consecutivi;
- riconducibilità dell'attività prevalente a un codice ATECO agevolabile ai sensi della disciplina europea;
- eventuale richiesta di documentazione integrativa per supportare la ricostruzione del VAL;
- coordinamento con CSEA per l'allineamento con i dati dichiarati dalle imprese stesse in fase di richiesta dell'agevolazione.

Inoltre, sono state definite le modalità operative per la scelta annuale da parte delle imprese della *green conditionality* cui dare attuazione, tempistiche e modalità per effettuare una eventuale variazione di tale scelta, oltre che tutti i processi di controllo, revoca e recupero delle agevolazioni da parte di CSEA, ENEA, GSE e ISPRA, ciascuno per la parte di propria competenza.

Successivamente, nell'ambito dell'implementazione della disciplina delle agevolazioni per le imprese energivore definita a partire dal decreto legge n. 131/2023 e dal Decreto 10 luglio 2024, con apposite Linee Guida, ENEA, GSE e ISPRA hanno definito modalità, termini e criteri per i controlli, ciascuno per quanto di propria competenza, e ne hanno dato comunicazione sul proprio sito internet.

La determina 13 febbraio 2025, n. 1/2025 – DSME, ha approvato, dopo la valutazione fatta dagli uffici, le proposte trasmesse da ENEA, GSE e ISPRA contenenti, per ogni attività prevista, il costo unitario corredato di una relazione giustificativa e del relativo periodo di validità, e la periodicità con cui saranno inviate a CSEA le relazioni aventi a oggetto la consuntivazione delle attività di controllo svolte nel periodo, ai fini del rimborso dei costi per lo svolgimento dei controlli da parte di CSEA, come previsto dalla delibera 19 novembre 2024, n. 491/2024/R/eel.

La determina 30 settembre 2025, 4/2025 – DSME, ha introdotto aggiornamenti al modello di calcolo del VAL (determinazione DIEU 17/2020), prevedendo:

- integrazione della voce "agevolazione energivori" con riferimento al nuovo quadro normativo;
- introduzione della nuova voce "agevolazione gasivori";
- utilizzo del nuovo modello a partire dalle agevolazioni di competenza 2026.

Come previsto dal nuovo regime energivori definito con la delibera n. 619/2023/R/eel come successivamente modificata e integrata, le modalità per riconoscere le agevolazioni prevedono che a decorrere dal 1° gennaio 2024 alle imprese energivore sono applicate aliquote ridotte della componente A_{SOS}, di cui al comma 1.1 del TIPPI, articolate in $A_{SOS}\mathbf{1}$, $A_{SOS}\mathbf{2}$, e $A_{SOS}\mathbf{3}$ in coerenza con la struttura tariffaria stabilita dall'Autorità (trimestralmente aggiornata) e in funzione della propria classificazione in base all'appartenenza o meno ai settori ad alto rischio o a rischio di rilocalizzazione delle attività per gli alti costi dell'energia elettrica.

Le imprese energivore possono richiedere alla CSEA, in luogo dell'applicazione della componente A_{SOS} ridotta, il pagamento diretto del contributo minimo dovuto, determinato in termini di percentuale del valore medio del valore aggiunto lordo a prezzi di mercato al netto di eventuali imposte indirette e degli eventuali sussidi (VAL), calcolato in maniera differenziata in base alla propria classe di appartenenza. In tal caso il pagamento è effettuato con versamento diretto a CSEA in due rate annuali.

Entro il 31 maggio dell'anno *n+1* CSEA verifica i dati di prelievo dell'anno di competenza n di tutte le imprese aventi medesima classe di agevolazione e individua l'opzione più vantaggiosa (fra metodologia con pagamento A_{SOS} ridotta o metodologia con contribuzione calcolata in percentuale sul VAL) per l'impresa procedendo al calcolo dell'importo definitivo della contribuzione dovuta e conguagliando di conseguenza l'impresa con segno positivo o negativo. Entro il 31 maggio dell'anno *n+1*, la CSEA determina, per tutte le imprese energivore, il valore definitivo della contribuzione da pagare per l'anno *n*, tenuto conto della soglia minima di contribuzione di cui all'art. 3, comma 7, del decreto legge n. 131/2023 (il contributo non può essere inferiore al prodotto tra 0,5 euro/MWh e l'energia elettrica prelevata dalla rete pubblica). In aggiunta, per le imprese energivore in classe $VAL_R\boldsymbol{X}$, la CSEA determina il valore definitivo della contribuzione anche in relazione all'importo versato in acconto dall'impresa e verificando l'opzione più vantaggiosa dei livelli minimi di contribuzione tra le classi di agevolazione $VAL_R\boldsymbol{X}$ e $A_{SOS}\boldsymbol{X}$. Sulla base del valore minimo come sopra calcolato, CSEA comunica alle medesime imprese, tramite PEC, le modalità e la tempistica dell'eventuale conguaglio, da effettuare entro il 30 giugno dell'anno *n+1*.

Come mostra la tavola 3.10, secondo i dati disponibili aggiornati al mese di marzo 2026, l'energia complessivamente agevolata nel 2025 (prelevata da rete pubblica e da SDC) è pari a poco meno di 60,3 TWh per un totale di 16.603 punti di prelievo. I volumi energetici si ripartiscono quasi a metà tra media e alta tensione; la bassa tensione, pur contando 7.081 punti, ha un impatto irrilevante sul totale dei volumi (0,5%).

TAV. 3.10 *Energia agevolata e punti di prelievo agevolati per le imprese energivore nel 2025*

	2025			
	PUNTI DI PRELIEVO		ENERGIA PRELEVATA	
TIPOLOGIE	N.	(%)	(TWH)	(%)
Bassa tensione	7.081	42,6%	0,321	0,5%
Media Tensione	9.109	54,9%	31,331	52,0%
Alta e Altissima tensione	413	2,5%	28,633	47,5%
TOTALE	16.603	100,0%	60,285	100,0%

Fonte: stime Autorità su dati del SII. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso.

Nella stima dell'ammontare annuo di mancata contribuzione alla Asos per il regime energivori nel 2025 (calcolato sulla base dei dati aggiornati al mese di marzo 2026) prevale nettamente l'effetto della "clausola VAL_RX". Pur essendo solo 824, su un totale di 5.536, le imprese che usufruiscono di tale clausola, pur essendo numericamente meno del 15% del totale, originano circa il 59,8% del valore economico del mancato gettito, mentre le rimanenti 4.712 imprese con agevolazione in "classe $A_{SOS}X$," pesano per il restante circa il 40,2% (vedi tav. 3.11).

TAV. 3.11 *Ammontare annuo di mancata contribuzione alla A_{SOS} nel 2025*

CLASSE DI AGEVOLAZIONE	2025			
	N. DI IMPRESE	(%)	MILIONI DI EURO	(%)
A_{SOS}**1**	3.368	60,8%	570,9	30,2%
A_{SOS}**2**	1.014	18,3%	164,2	8,7%
A_{SOS}**3**	330	6,0%	25,7	1,4%
VAL_RX	824	14,9%	1.130,5	59,8%
TOTALE	5.536	100,0%	1.891,3	100,0%

Fonte: stime Autorità su dati CSEA. I dati possono essere soggetti a variazioni in esito ai controlli ancora in corso presso la CSEA

Regolamenti europei

Integrazione del mercato elettrico all'ingrosso e implementazione dei regolamenti europei

I codici di rete e le linee guida sono provvedimenti normativi di carattere tecnico, funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Informalmente, essi possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete.

TAV. 3.12 *Codici di rete e linee guida previsti dal regolamento (UE) 714/2019*

CATEGORIA	REGOLAMENTO	ABBREVIAZIONE (ACRONIMO)	ENTRATA IN VIGORE
Codici di mercato	Regolamento (UE) 1222/2015	Capacity allocation and congestion management guideline (CACM GL)	15 agosto 2015
Codici di mercato	Regolamento (UE) 1719/2016	Forward capacity allocation guideline (FCA GL)	17 ottobre 2016
Codici di mercato	Regolamento (UE) 2195/2017	Electricity balancing guideline (EB GL)	18 dicembre 2017
Codici di connessione	Regolamento (UE) 631/2016	Requirements for generators network code (RfG NC)	17 maggio 2016
Codici di connessione	Regolamento (UE) 1388/2016	Demand connection network code (DCC NC)	7 settembre 2017
Codici di connessione	Regolamento (UE) 1447/2016	High voltage direct current network code (HVDC NC)	28 settembre 2016
Codici di gestione della rete	Regolamento (UE) 1485/2017	System operation guideline (SO GL)	14 settembre 2017
Codici di gestione della rete	Regolamento (UE) 2196/2017	Emergency and restoration network code (ER NC)	18 dicembre 2017

Fonte: ARERA.

I regolamenti si distinguono in codici di rete (NC) e linee guida (GL): i primi identificano delle regole direttamente implementabili da tutti i paesi dell'Unione, mentre le seconde forniscono indicazioni di massima in base alle quali devono essere elaborate una serie di disposizioni attuative, denominate "Terms and Conditions" o "Methodologies" (in italiano ci si riferisce a esse con il generico termine "metodologie"). La pubblicazione dei regolamenti non esaurisce, quindi, l'attività di sviluppo e pubblicazione di normativa secondaria; al contrario, ogni regolamento nella forma di linea guida prevede, al suo interno, l'elaborazione a cura dei TSO e/o dei Nominated Electricity Market Operator (NEMO) di regole specifiche (appunto, le metodologie) che le Autorità di regolazione di ciascuno Stato membro dell'Unione europea o ACER sono chiamati a valutare e approvare; lo sviluppo di metodologie può essere altresì previsto nell'ambito dei codici di rete, seppure in misura minore.

Regolamento (UE) 1222/2015 (regolamento CACM)

Il regolamento (UE) 1222/2015, noto come Capacity Allocation and Congestion Management (CACM), definisce le regole comuni per il funzionamento del *market coupling* europeo nei mercati day-ahead e intra-day, assicurando un utilizzo efficiente della capacità di trasmissione e la convergenza dei prezzi nell'UE. Stabilisce le metodologie per il calcolo coordinato della capacità, per i processi di allocazione implicita e per lo sviluppo e l'operatività degli algoritmi di *coupling*. Il regolamento disciplina, inoltre, il ruolo dei TSO e dei NEMO, prevedendo meccanismi di cooperazione obbligatoria e la costituzione delle regioni di calcolo della capacità (CCR). CACM rappresenta il pilastro tecnico-regolatorio per l'integrazione dei mercati elettrici europei, garantendo trasparenza, interoperabilità e sicurezza dei flussi transfrontalieri.

In tale contesto, di seguito sono illustrate le principali attività svolte dall'Autorità nel corso del 2025.

Il quadro contrattuale che governa il *coupling* unico del giorno prima e infragiornaliero sulle frontiere italiane si compone di una pluralità di accordi tra gestori di rete e gestori di mercato, sia a livello europeo, sia regionale e bilaterale. L'Autorità verifica che tali accordi non siano in contrasto con il quadro regolatorio nazionale. Nel corso del 2025, alcuni di questi accordi sono stati modificati a seguito di sviluppi del *market coupling*. Con la delibera n. 233/2025/R/eel, l'Autorità è intervenuta sulla governance del *market coupling* europeo (regolamento CACM), verificando l'emendamento allo schema contrattuale All NEMO Cooperation Agreement, con il quale si apportano modifiche alla struttura di governance dei NEMO e si prevede l'inclusione, come allegati, dei contratti ANDOA e ANIDOA, che disciplinano il coordinamento operativo tra NEMO sulle funzioni MCO (Market coupling operator) (sviluppo/manutenzione degli algoritmi, gestione operativa, fallback, *settlement)*. Le modifiche semplificano la struttura di governance, imputando all'organo di coordinamento dei NEMO, il NEMO Committee, competenze prima attribuite ad altri organi previsti dai contratti ANDOA e ANIDOA, nonché istituiscono un nuovo organo, composto dagli amministratori delegati dei NEMO, avente la funzione di indirizzare strategicamente il NEMO Committee.

Per il perimetro nazionale è assicurata coerenza con gli adempimenti di GME e Terna e con l'evoluzione delle CCR; sono previste *milestone* implementative e obblighi di reporting, con monitoraggi su efficacia del *coupling*, qualità del servizio e impatti concorrenziali. La misura consolida la robustezza dell'infrastruttura contrattuale su cui poggia il mercato integrato e tutela gli utenti finali attraverso processi più affidabili e resilienti. La delibera n. 372/2025/R/eel ha approvato le modifiche di parte del quadro contrattuale che disciplina, al livello regionale, la cooperazione operativa dei gestori di rete, funzionali all'introduzione dei prodotti a 15 minuti nel *coupling* unico del giorno prima. Tali modifiche impattano gli accordi tra Terna e JAO, la piattaforma unica di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine cui è affidato anche il compito di calcolare la rendita di congestione, nonché gli accordi tra Terna e i gestori di rete sloveno (ELES), greco (ADMIE) e francese (RTE). La possibilità per gli operatori di negoziare anche prodotti quartorari consente una più fine granularità temporale delle offerte e una miglior rappresentazione delle condizioni di rete e di mercato, con benefici attesi su allocazione della capacità, formazione dei prezzi e coerenza con i processi di dispacciamento. Infine, la delibera n. 406/2025/R/eel ha approvato gli emendamenti all'Italian Border Working Table (IBWT) Operational Agreement, uno degli accordi che disciplinano la cooperazione tra le parti che aderiscono alla piattaforma. L'IBWT è una piattaforma di cooperazione regionale, originariamente promossa dai gestori di rete e di mercato che operano sulle frontiere italiane e successivamente estesa anche ad alcune parti che operano in Paesi del Sud-Est Europa. Le modifiche preve-

dono l'allineamento dell'accordo al quadro contrattuale europeo che regola il *coupling* unico del giorno prima e infragiornaliero, nonché la predisposizione del quadro di governance idoneo a consentire l'accesso delle parti afferenti all'Energy Community all'IBWT. Entrambe le modifiche sono mirate a garantire il corretto funzionamento del mercato elettrico europeo nonché la sua estensione ai Paesi dell'area balcanica, a seguito dell'adozione da parte del Ministerial Council dell'Energy Community dell'*acquis communautaire* rilevante in materia di mercato elettrico.

Inoltre, con la delibera n. 578/2025/R/eel, l'Autorità ha verificato positivamente l'emendamento al Settlement Link Agreement tra GME e CCP Austria (ABG) relativo al *coupling* unico del giorno prima. L'aggiornamento rafforza i presidi su regolamento, garanzie e responsabilità, definisce con maggiore puntualità i flussi di *settlement* e introduce misure per la continuità operativa e i fallback, in coerenza con il regolamento CACM e con l'evoluzione dei contratti MCO. Sono previsti adempimenti di implementazione e comunicazione verso ARERA e un monitoraggio degli effetti su stabilità del *clearing/settlement* e affidabilità del *coupling* sulla frontiera interessata; ne deriva maggiore certezza regolatoria e operativa per gli operatori e riduzione del rischio sistemico in condizioni non standard.

Per quanto riguarda gli ambiti regionali, a seguito delle decisioni ACER 4-2024 e 10-2025, che hanno avviato il processo di fusione tra le CCR *CORE* e *Italy North* nella CCR *Central Europe*, l'Autorità è stata attiva su entrambe le regioni.

La delibera n. 461/2025/R/eel ha approvato la metodologia di calcolo della capacità per il periodo day-ahead relativa alla nuova CCR *Central Europe*. La fusione e la metodologia che ne consegue comporta un cambio di paradigma radicale per le frontiere afferenti a *Italy North* (ovvero le frontiere verso Francia, Austria e Slovenia), nel processo di calcolo della capacità e dell'allocazione a mercato, passando da un calcolo e allocazione a un modello NTC, dove la capacità di ogni singola frontiera è allocata nel mercato del giorno prima in modo indipendente dalle altre, al modello *flow-based*, già in esercizio nella regione Core, attraverso il quale la capacità di scambio è allocata dal mercato del giorno prima tenendo conto, seppur in maniera molto semplificata, dei vincoli tecnici della rete di trasmissione e della reciproca influenza di tutti gli scambi di energia sui flussi di rete. L'attuazione coordinata nella regione abilita un calcolo più omogeneo ed efficiente, migliorando l'utilizzo delle reti e i segnali di prezzo e favorendo l'integrazione dei mercati e la concorrenza.

Con la delibera n. 478/2025/R/eel, l'Autorità formalizza l'approvazione, con alcune modifiche, della terza versione delle metodologie di calcolo della capacità day-ahead e intraday per la CCR *Italy North*, predisposte dai TSO ai sensi del regolamento CACM. L'aggiornamento delle metodologie si rende necessario per allinearle agli attuali processi operativi e, soprattutto, alla decisione ACER 04-2024 che ha istituito la nuova CCR *Central Europe*. Alla luce della complessità e delle risorse richieste per lo sviluppo delle future metodologie *flow-based* della nuova Regione *Central Europe*, le National Regulatory Authority (NRA) della *Italy North* hanno scelto di introdurre solo modifiche minime alle Capacity Calculation Methodology (CCM) proposte dai TSO, chiarendo la de-prioritizzazione degli sviluppi più onerosi.

CACM 2.0

La Commissione europea, nel mese di giugno, ha avviato la procedura di comitatologia di cui al regolamento (UE) 182/2011 per la revisione del regolamento (UE) 1222/2015 (CACM), che disciplina il funzionamento del mercato elettrico europeo del giorno prima e infragiornaliero.

La proposta di revisione riguarda una molteplicità di aspetti dell'attuale regolamento, di cui due sembrano essere particolarmente impattanti per il settore elettrico italiano: la governance del *market coupling* e l'obbligo di rendere disponibile agli operatori di mercato almeno il 70% della capacità di interconnessione.

Attualmente, la governance del *market coupling* si basa su un modello di cooperazione decentrata, che prevede che l'esercizio della funzione di MCO sia svolto a rotazione dai NEMO. Inoltre, previa verifica di alcune condizioni legali, è data facoltà agli Stati membri di decidere la forma di mercato da adottare per il servizio di NEMO. L'Italia, in conformità a quanto previsto dal decreto legislativo n. 79/99, ha scelto il regime di monopolio legale. Infine, l'approccio di cooperazione decentrata è applicato anche ai gestori di rete, in particolar modo in riferimento alle attività inerenti al calcolo della capacità di interconnessione.

La Commissione ha proposto tre modifiche dell'assetto di governance sopraindicato: i) il passaggio a un modello accentrato, basato sulla costituzione di un'entità unica europea, denominata Single Market Coupling Operator (SMCO), che si sostituirebbe ai NEMO nell'esercizio della funzione di MCO; ii) l'abolizione generalizzata dei monopoli legali dei NEMO, entro tre anni dall'entrata in vigore del regolamento; iii) il trasferimento ai Centri di Coordinamento Regionale (RCC) di alcune delle competenze attualmente affidate, a livello regionale, ai gestori di rete nazionali.

Riguardo al secondo aspetto, relativo alla disponibilità di capacità transfrontaliera, la Commissione ha proposto di modificare le metodologie di calcolo della capacità al fine di garantire livelli più alti di capacità di scambio transfrontaliero e il rispetto della regola del 70% prevista dal regolamento (UE) 943/2019 anche nell'orizzonte temporale infragiornaliero.

Regolamento (UE) 1719/2016 (regolamento FCA)

Il regolamento (UE) 1719/2016, noto come Forward Capacity Allocation (FCA), disciplina l'allocazione della capacità di trasmissione a lungo termine tra zone di mercato, definendo regole armonizzate per aste, prodotti e gestione del rischio di prezzo. Il regolamento introduce i Long-Term Transmission Rights (LTTR) e i relativi meccanismi di compensazione, favorendo strumenti efficienti di copertura dagli spread di prezzo zonali. Stabilisce inoltre il ruolo e le responsabilità di TSO e NEMO nei processi di allocazione, nonché l'obbligo di metodologie comuni per il calcolo della capacità forward. FCA rappresenta un pilastro dell'integrazione del mercato elettrico europeo, assicurando prevedibilità, trasparenza e coerenza tra le diverse regioni di calcolo della capacità.

In tale contesto, l'Autorità nel corso del 2025 ha emanato la Consultazione 214/2025/R/eel e il successivo provvedimento 388/2025/R/eel, i cui contenuti sono descritti nell'ambito delle attività sui mercati all'ingrosso, vista la ricaduta diretta sulla regolazione nazionale.

Regolamento (UE) 1485/2017(regolamento SOGL)

Il regolamento (UE) 1485/2017, noto come System Operation Guideline (SOGL), definisce le regole armonizzate per il funzionamento sicuro e coordinato dei sistemi elettrici europei. Esso disciplina i requisiti operativi per TSO e DSO, la gestione della frequenza e della tensione, le procedure di scambio informativo e i meccanismi di co-operazione transfrontaliera. Il regolamento introduce concetti chiave come i Load-Frequency Control Blocks, il dimensionamento comune delle riserve e le metodologie condivise per la sicurezza operativa. SOGL costituisce il riferimento tecnico per garantire stabilità, affidabilità e interoperabilità del sistema elettrico europeo nel contesto dell'integrazione dei mercati e della crescente penetrazione delle rinnovabili.

Nel corso del 2025 è proseguito il processo di implementazione delle disposizioni del regolamento SO GL a livello di area sincrona Europa Continentale. A febbraio con la delibera n. 35/2025/R/eel è stata ratificata l'approvazione, disposta congiuntamente da tutte le Autorità di regolazione dell'area sincrona, della metodologia probabilistica per il dimensionamento della *Frequency Containment Reserve* (FCR), per tenere conto della penetrazione dei dispositivi a ridotta capacità di energia e della volatilità del carico e della produzione da fonti rinnovabili non programmabili. A luglio, con la delibera n. 330/2025/R/eel, invece, è stato ratificato l'aggiornamento, sempre disposto congiuntamente da tutte le Autorità di regolazione, della struttura gerarchica dei *Load Frequency Control Blocks* per tenere conto del nuovo blocco corrispondente a Lituania, Lettonia ed Estonia che si sono sincronizzate con l'Europa Continentale il 9 febbraio.

Nel 2025 è infine pervenuta la nuova proposta dei TSO dell'area sincrona Europa Continentale in merito alla definizione del periodo minimo di erogazione della FCR per i dispositivi a ridotta quantità di energia durante lo stato di allerta del sistema. La proposta è al momento in fase di analisi da parte delle Autorità di regolazione che dovranno adottare una decisione nel corso del 2026.

Regolamento (UE) 2195/2017 (regolamento Balancing)

Il regolamento (UE) 2195/2017, noto come Electricity Balancing Guideline (EBGL), disciplina l'integrazione europea dei mercati dei servizi di bilanciamento, definendo regole comuni per la predisposizione, l'attivazione e il *settlement* delle riserve. Il regolamento introduce le piattaforme europee comuni (MARI per mFRR, PICASSO per aFRR e IN per l'*imbalance netting*), promuovendo concorrenza, efficienza allocativa e uso coordinato delle risorse transfrontaliere. Stabilisce inoltre ruoli e responsabilità dei TSO e dei NEMO, nonché metodologie armonizzate per l'abilitazione delle risorse, la formazione dei prezzi e la gestione degli sbilanciamenti. EBGL costituisce un pilastro per l'integrazione del dispacciamento europeo, migliorando sicurezza operativa, trasparenza e coerenza con il mercato interno dell'energia.

Nel corso del 2025 l'Autorità ha approvato, con la delibera n. 364/2025/R/eel, le modifiche al Codice di rete di Terna necessarie alla piena implementazione del TIDE (rev. 4) e alla riconnessione con la piattaforma europea PICASSO per lo scambio di energia di bilanciamento da aFRR. Per garantire piena coerenza al target model europeo per l'integrazione dei mercati di bilanciamento, il modello di coordinamento tra il dispacciamento nazionale e la partecipazione alla piattaforma è stato interamente rivisto, dando piena attuazione all'attivazione della aFRR secondo il meccanismo merit order e consentendo la condivisione nella piattaforma di tutte le offerte di

aFRR disponibili, oltre a quelle approvvigionate da Terna (cosiddette free bids). Con la delibera n. 423/2025/R/eel è stato inoltre predisposto il quadro regolatorio necessario per l'avvio della partecipazione alla piattaforma europea MARI per lo scambio di energia di bilanciamento da mFRR. In particolare, sono state approvate le modifiche al Codice di rete per il coordinamento tra MBR e piattaforma, che include un processo di conversione delle offerte e un'analisi di sicurezza per garantire che le offerte inviate alla piattaforma siano compatibili con i vincoli tecnici degli impianti e di sicurezza della rete, nonché le modalità di calcolo del fabbisogno di mFRR di Terna e le regole per il *settlement* con i BSP. Infine, con la delibera n. 468/2025/R/eel, sono stati approvati gli adempimenti contrattuali di Terna relativi all'adesione alle piattaforme europee di bilanciamento previste dal regolamento Balancing. L'Autorità ha verificato gli accordi sottoscritti e l'operatività delle interfacce tecnico-funzionali, indicando eventuali integrazioni al Codice di rete e potenziamenti dei flussi informativi.

Regolamento (UE) 943/2019

Il regolamento (UE) 943/2019 definisce i principi fondamentali per il funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica dell'Unione, promuovendo concorrenza, integrazione e sicurezza del sistema. Il regolamento stabilisce obblighi in materia di formazione dei prezzi, accesso alle reti, gestione delle congestioni e partecipazione delle risorse flessibili e di demand response. Introduce norme armonizzate per operazioni di mercato efficienti, garantendo neutralità tecnologica e incentivi corretti agli investimenti. Prevede inoltre meccanismi comuni per assicurare la disponibilità delle risorse necessarie al bilanciamento e alla stabilità del sistema. Nel complesso, il regolamento rappresenta l'architrave del nuovo assetto del mercato elettrico europeo, in coerenza con il *Clean Energy Package*.

Il regolamento 943/2019 introduce un quadro armonizzato per la valutazione dell'adeguatezza del sistema elettrico, affidando a ENTSO-E la predisposizione dell'ERAA e ad ACER la verifica della relativa metodologia, così da garantire un approccio comune alla sicurezza dell'approvvigionamento. Esso disciplina inoltre la "regola del 70%", che impone ai gestori di rete l'obbligo di rendere disponibile almeno il 70% della capacità di interconnessione con gli scambi transfrontalieri, favorendo l'integrazione dei mercati e la riduzione delle congestioni interne. L'art. 19 stabilisce infine che le rendite di congestione siano prioritariamente destinate a garantire la disponibilità della capacità assegnata e a mantenere o incrementare la capacità della rete, consentendone l'impiego per la riduzione delle tariffe solo ove tali condizioni risultino soddisfatte. In continuità con tale quadro, il regolamento (UE) 1747/2024 ha rafforzato l'attenzione europea verso la flessibilità, riconoscendola come componente strutturale per il funzionamento del mercato interno e per la gestione in sicurezza di un sistema elettrico sempre più dominato da generazione rinnovabile variabile. Le disposizioni introdotte hanno previsto obblighi più stringenti di valutazione dei fabbisogni di flessibilità e di rimozione delle barriere alla partecipazione delle risorse flessibili ai mercati, allineandosi con la nuova Flexibility Needs Assessment Methodology (FNAM) e contribuendo a uniformare le analisi nazionali con gli obiettivi europei di sicurezza, efficienza e integrazione dei mercati.

Adeguatezza

Nel dicembre 2025 ENTSO-E ha pubblicato l'ERAA 2025, trasmesso ad ACER per la decisione finale, che fornisce la valutazione probabilistica dei rischi di adeguatezza del sistema elettrico europeo per il periodo 2026-2035.

L'assessment conferma come, nel breve-medio termine (2028-2030), sia prevista la possibile dismissione di 6-8 GW di capacità programmabile, con potenziali criticità sui margini di adeguatezza in diversi Stati membri. La valutazione sottolinea pertanto la necessità di accelerare gli investimenti nelle infrastrutture di rete, nel rafforzamento delle risorse di flessibilità – tra cui sistemi di accumulo, demand response e risorse transfrontaliere – e nello sviluppo di nuove interconnessioni, elementi indispensabili per garantire la disponibilità di capacità nel 2035, in un contesto caratterizzato da forte crescita della domanda e da crescente incertezza degli investimenti. Parallelamente, nel corso del 2025 ENTSO-E ha proseguito l'aggiornamento della metodologia ERAA, come richiesto dalla Commissione europea e da ACER, al fine di migliorare la rappresentazione della domanda attiva, degli accumuli e delle interazioni fra sistemi, in coerenza con il quadro del Market Design riformato.

Flessibilità

Nello stesso anno è stata completata l'adozione della Flexibility Needs Assessment Methodology (FNAM), approvata da ACER il 16 aprile 2025, che introduce per la prima volta una metodologia armonizzata per la valutazione dei fabbisogni di flessibilità dei sistemi elettrici europei, in attuazione del quadro riformato del Market Design. La FNAM definisce criteri comuni per la quantificazione della domanda di flessibilità e per la valutazione del contributo delle diverse risorse – sistemi di accumulo, risposta della domanda e risorse transfrontaliere – assicurando comparabilità e coerenza tra le valutazioni nazionali e quelle europee.

A seguito dell'approvazione, gli Stati membri sono tenuti a predisporre i propri Flexibility Needs Reports entro dodici mesi (aprile 2026), seguendo la metodologia FNAM come riferimento vincolante. Tali rapporti saranno valutati da ACER, che ne verificherà coerenza metodologica, trasparenza delle ipotesi e allineamento agli standard europei, contribuendo alla definizione di un quadro integrato tra valutazioni nazionali e pan-europee. Nel corso del 2025, ENTSO-E ha inoltre avviato l'integrazione progressiva della FNAM nelle proprie attività analitiche, migliorando la rappresentazione della domanda attiva e degli accumuli nel quadro metodologico dell'ERAA. ACER, nell'ambito del processo consultivo, ha richiamato l'esigenza di rafforzare la trasparenza dei dati e l'armonizzazione delle assunzioni di base, così da garantire valutazioni pienamente confrontabili e funzionali ai processi europei di pianificazione. Nel complesso, il 2025 ha rappresentato un anno di consolidamento del quadro comune europeo per la valutazione dei fabbisogni di flessibilità, chiamato a supportare la sicurezza del sistema e l'integrazione delle risorse flessibili nei mercati energetici.

Regola del 70%

La messa a disposizione del livello minimo del 70% fra le varie zone di mercato è obbligatoria per tutti i TSO dal 1° gennaio 2020. Fanno eccezione i periodi orari in cui non vi siano adeguate risorse correttive a disposizione per garantire la capacità associata al 70%: in tal caso i TSO sono autorizzati a ridurre la capacità offerta. A tal proposito Terna si è adoperata per inserire all'interno del calcolo della capacità fra le zone di mercato dei meccanismi di monitoraggio del livello di capacità offerto e di aggiustamento automatico per il rispetto del vincolo del 70%. In caso in cui sia impossibile rispettare il livello minimo del 70% per esigenze di sicurezza operativa del sistema, ciascun TSO può richiedere alla competente Autorità di regolazione nazionale una deroga dall'obbligo del livello minimo del 70%. Terna storicamente si avvale di questa facoltà per la CCR Italy North con riferimento, lato ca-

pacità di importazione, ai cosiddetti low consumption days (nei quali occorre ridurre le importazioni dall'estero per consentire di mantenere in servizio sulla rete nazionale un numero di risorse adeguato a garantire l'esercizio in sicurezza del sistema) e, lato capacità di esportazione, ai periodi in cui non è calcolata la capacità di trasporto in modo congiunto. La deroga per l'anno N è usualmente concessa dall'Autorità nel dicembre dell'anno N-1. Per l'anno 2026 la deroga è stata adottata con la delibera n. 552/2025/R/eel.

Oltre alla concessione delle deroghe, l'Autorità è altresì chiamata a valutare ogni anno se Terna abbia o meno effettivamente rispettato l'obbligo del livello minimo del 70%. Nel corso del 2025, con la delibera n. 526/2025/R/eel è stato pubblicato il report di analisi per l'anno 2024, nel quale è stato accertato da Terna il rispetto della regola del 70% nella quasi totalità delle ore non coperte da deroga.

Frontiere extra UE

L'assetto delle interconnessioni con i Paesi non appartenenti all'Unione europea richiede un'attenzione regolatoria specifica, in quanto tali frontiere non rientrano nei meccanismi di *market coupling* disciplinati dai regolamenti europei e prevedono ancora modalità di allocazione della capacità di tipo esplicito. In questo contesto, l'Autorità interviene per garantire trasparenza, coordinamento operativo e coerenza con i principi del quadro CACM/FCA, assicurando condizioni di accesso non discriminatorie e un utilizzo efficiente delle interconnessioni. Nel 2025 tali esigenze si sono tradotte nell'aggiornamento delle regole di allocazione sulle frontiere con Svizzera e Montenegro, tenendo conto sia delle specificità istituzionali dei Paesi terzi sia della necessità di mantenere compatibilità con le evoluzioni metodologiche delle regioni di calcolo della capacità dell'UE. Questi interventi mirano a ridurre i rischi operativi, rafforzare la prevedibilità per gli operatori e preservare l'integrazione tecnica con i processi europei di calcolo e gestione della capacità transfrontaliera.

Svizzera

Con la delibera n. 119/2025/R/eel l'Autorità ha approvato le regole per l'allocazione esplicita della capacità di trasporto sulla frontiera Italia–Svizzera per gli orizzonti di lungo termine, day-ahead e intragiornaliero, assicurando coerenza con i principi CACM/FCA e tenendo conto delle specificità istituzionali della controparte. Il quadro disciplina tipologie di prodotti/diritti, piattaforme e calendari d'asta, requisiti di partecipazione, condizioni di firmness e gestione dei curtailment, procedure di fallback e obblighi informativi verso gli operatori. L'impostazione fornisce certezza regolatoria e prevedibilità operativa in un contesto nel quale permane l'allocazione esplicita; al contempo preserva la compatibilità con il modello di coupling laddove applicabile e con gli sviluppi metodologici delle CCR limitrofe.

Montenegro

Con la delibera n. 517/2025/R/eel l'Autorità ha approvato le regole di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine e dei diritti giornalieri sul confine Italia–Montenegro con validità dal 2026, in coerenza con i principi CACM/FCA e con il quadro regolatorio dell'Energy Community. Le regole definiscono prodotti e responsabilità

tra i TSO, il livello di non revocabilità dei diritti nonché le procedure informative e gli aspetti di coordinamento operativo per la gestione delle aste e della regolazione delle partite economiche. In particolare, ARERA ha approvato la proposta congiunta di Terna e del Gestore di rete montenegrino CGES di affidare a JAO, a partire dal 2026, l'allocazione dei diritti di trasmissione precedentemente affidata a SEE CAO, l'ufficio d'allocazione dei diritti con sede a Podgorica. Il passaggio a JAO come ufficio per le allocazioni permetterà una maggiore armonizzazione delle regole d'asta valide sul confine Italia-Montenegro con quelle adottate sui confini tra Stati Membri.

Ulteriori provvedimenti

Procedimenti di esenzione

L'Autorità è chiamata a svolgere un ruolo centrale nei procedimenti di esenzione elettrica, previsti dal regolamento (UE) 943/2019 per le nuove infrastrutture di interconnessione con Stati membri. Tali procedimenti richiedono una valutazione tecnico-regolatoria approfondita, finalizzata a verificare il rispetto delle condizioni stabilite a livello europeo in materia di concorrenza, disponibilità della capacità, gestione delle congestioni e tutela degli utenti. In questo ambito, l'Autorità assicura la coerenza tra il regime di esenzione e il quadro regolatorio nazionale ed europeo, monitorando l'evoluzione dei progetti, la puntualità delle *milestone* autorizzative e il rispetto degli obblighi informativi da parte dei promotori. L'attività comprende inoltre l'esame di eventuali richieste di proroga, la verifica della permanenza delle condizioni che hanno motivato l'esenzione e il coordinamento con la Commissione europea e con le autorità dei Paesi interessati, al fine di garantire che le nuove interconnessioni contribuiscano efficacemente agli obiettivi di integrazione dei mercati, sicurezza del sistema e riduzione delle congestioni.

Con la delibera n. 557/2025/R/eel l'Autorità ha prorogato i termini di inizio lavori e di entrata in esercizio della nuova interconnessione Somplago–Würmlach (Italia–Austria) in coerenza con la decisione della Commissione europea C(2025) 8308 final. Sono confermati gli obblighi informativi verso ARERA su avanzamento lavori, *milestone* e piano di commissioning; resta l'allineamento con le discipline di allocazione transfrontaliera (CACM/FCA) e con le condizioni definite in sede europea.

Tutela dell'ambiente e innovazione

Iniziative a sostegno della transizione energetica

Parere al MASE in relazione allo schema di decreto ministeriale recante "Modifiche al decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, del 19/06/2024, relativo all'incentivazione degli impianti a fonte rinnovabile innovativi o con costi di generazione elevati – DM FER 2"

Il MASE, nel mese di dicembre 2024, ha trasmesso all'Autorità, per riceverne il relativo parere, lo schema di decreto ministeriale recante "Modifiche al decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, del 19/06/2024, relativo all'incentivazione degli impianti a fonte rinnovabile innovativi o con costi di generazione elevati – DM FER 2" (schema di decreto ministeriale).

Lo schema di decreto ministeriale modifica il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste, del 19 giugno 2024 (decreto FER 2), prevedendo, in particolare:

- di sostituire il comma 4 dell'art. 7 (relativo ai tempi massimi per la realizzazione degli interventi) del decreto FER 2 con il seguente comma: *"4. Le disposizioni di cui al comma 3 non si applicano qualora, entro dodici mesi dalla data di pubblicazione della graduatoria, il soggetto richiedente comunichi al GSE la rinuncia alla posizione utile in graduatoria. Ai soggetti di cui al periodo precedente è consentita la partecipazione alle procedure successive per il medesimo impianto, fermo restando l'impossibilità di aggiudicazione di una tariffa superiore rispetto a quella oggetto di rinuncia ridotta del 5%.";*
- all'art. 14, comma 1, lettera c), del decreto FER 2, di anticipare alla data del 31 dicembre 2025 (rispetto all'attuale data del 31 dicembre 2026) il termine temporale per la redazione, da parte del soggetto previsto dall'art. 14, comma 1, del decreto FER 2, di almeno una relazione di valutazione intermedia. Il soggetto di cui all'art. 14, comma 1, del decreto FER 2 deve essere un soggetto funzionalmente indipendente cui affidare la valutazione della misura secondo i criteri previsti dal Piano di valutazione approvato con decisione della Commissione europea C(2024) 3814 final del 4 giugno 2024.

Le modifiche al decreto FER 2 introdotte dallo schema di decreto ministeriale oggetto del parere richiesto all'Autorità non afferiscono a tematiche di diretta competenza dell'Autorità né hanno impatti diretti sui compiti che il decreto FER 2 attribuisce all'Autorità. Pertanto, l'Autorità, con il parere 21 gennaio 2025, 11/2025/I/efr, si è limitata a evidenziare al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica che, per quanto di competenza dell'Autorità, non si ravvisano criticità in relazione alle modifiche introdotte al decreto FER 2 dallo schema di decreto ministeriale.

Inoltre, l'Autorità, con il medesimo parere 11/2025/I/efr, ha segnalato al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica l'opportunità – al fine di allineare lo schema di decreto ministeriale a quanto previsto dal decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 22 dicembre 2023 (decreto agrivoltaico) – di limitare le competenze dell'Autorità alla sola definizione delle modalità con le quali trovano copertura nelle componenti tariffarie dell'energia elettrica i costi delle attività del soggetto previsto dall'art. 14, comma 1, del decreto FER 2 e non anche la valutazione di tali costi, in quanto l'Autorità non ha alcuna possibilità di intervento e di indirizzo delle attività svolte dal soggetto che sarà individuato dal MASE.

Parere al MASE in relazione allo schema di decreto ministeriale recante "Modifica del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 30 dicembre 2024, cd. DM FER X Transitorio, ai fini dell'introduzione dei criteri non di prezzo di cui al regolamento (UE) 2024/1735"

Il MASE, nel mese di giugno 2025, ha trasmesso all'Autorità, per riceverne il relativo parere, lo schema di decreto ministeriale recante "Modifica del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 30 dicembre 2024, cd. DM FER X Transitorio, ai fini dell'introduzione dei criteri non di prezzo di cui al regolamento (UE) 2024/1735" (schema di decreto ministeriale).

Lo schema di decreto ministeriale prevede, in particolare, di introdurre nel decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 30 dicembre 2024 (decreto FER X transitorio) il nuovo art. 5-bis, recante "Contributo alla resilienza delle procedure competitive ai sensi regolamento (UE) 2024/1735", al fine di anticipare l'applicazione delle previsioni di cui all'art. 26 del regolamento 2024/1735 (cd. *Net-Zero Industry Act)*, prevedendo l'introduzione, nell'ambito delle aste per gli impianti fotovoltaici di cui al decreto FER X transitorio, di specifici criteri non di prezzo volti a valorizzare il contributo delle procedure competitive alla resilienza.

Lo schema di decreto ministeriale prevede, inoltre, che:

- le istanze di partecipazione presentate per la procedura competitiva in corso ai sensi dell'art. 5 del decreto FER X transitorio possano essere annullate entro e non oltre il periodo di apertura della medesima procedura e senza l'applicazione di penalità con riferimento alle manifestazioni di interesse già presentate, purché siano successivamente ripresentate per partecipare alla procedura di cui all'art. 5-bis del decreto FER X transitorio, come introdotto dal medesimo schema di decreto ministeriale;
- entro i cinque giorni successivi dalla data di entrata in vigore del decreto ministeriale di modifica del decreto FER X transitorio, con decreto del MASE, su proposta GSE, siano aggiornate le regole operative di cui all'art. 12 del decreto FER X transitorio. Con il medesimo decreto ministeriale è approvata, altresì, la metodologia di calcolo del contingente di potenza obiettivo, minimo e massimo da rendere disponibile nell'ambito della procedura competitiva di cui all'art. 5-bis del decreto FER X transitorio.

Inoltre, lo schema di decreto ministeriale non introduce una modifica dei contingenti complessivi né delle tariffe incentivanti "a base d'asta": pertanto non comporta variazioni in aumento della spesa annua massima teorica per il decreto FER X transitorio.

Alla luce di quanto sopra, l'Autorità, con il parere 3 luglio 2025, 305/2025/I/efr – considerando che le modifiche al decreto FER X transitorio non presentano elementi rilevanti in relazione a quanto di diretta competenza dell'Autorità, pur evidenziando che l'introduzione di specifici criteri volti a valorizzare il contributo delle procedure competitive alla resilienza potrebbe comportare, in esito alle procedure concorsuali relative al contingente aggiuntivo, un aumento dei costi che ne derivano – si è limitata a evidenziare al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica che, per quanto di competenza dell'Autorità, non si ravvisano criticità in relazione alle modifiche introdotte al decreto FER 2 dallo schema di decreto ministeriale.

Disposizioni in relazione alla conclusione del regime di scambio sul posto, ai sensi dell'art. 9, comma 2, del decreto legislativo n. 199/21

L'art. 9, comma 2, del decreto legislativo n. 199/21 prevede:

- al comma 1, che nei futuri decreti ministeriali di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili siano definiti tempi e modalità per il raccordo con le procedure di assegnazione degli incentivi attivate in attuazione dell'art. 24 del decreto legislativo n. 28/11, al fine di garantire continuità nell'erogazione degli incentivi;
- al comma 2, che, decorsi 90 giorni dalla data di entrata in vigore dei decreti ministeriali di cui al comma 1, il regime di scambio sul posto è soppresso. I nuovi impianti di produzione che entrano in esercizio dopo tale data possono accedere a uno dei meccanismi di cui ai precedenti articoli del medesimo decreto legislativo n. 199/21 alle condizioni e secondo le modalità ivi stabilite ovvero al ritiro dedicato dell'energia disciplinato dalla delibera n. 280/07 e dal relativo Allegato A;
- al comma 3, che i decreti ministeriali di cui al comma 1 stabiliscono, inoltre, i criteri e le modalità per la graduale conversione al meccanismo previsto dall'art. 7 del medesimo decreto legislativo n. 199/21 degli impianti di produzione in esercizio operanti in scambio sul posto, da attuarsi a decorrere dal 31 dicembre 2024.

L'Autorità, con la delibera 4 marzo 2025, n. 78/2025/R/efr, ha dato attuazione a quanto disposto dall'art. 9, comma 2, del decreto legislativo n. 199/21 in materia di conclusione del regime di scambio sul posto e a seguito dell'entrata in vigore del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 30 dicembre 2024 (decreto FER X transitorio) cui rimanda il medesimo art. 9, comma 2, del decreto legislativo n. 199/21.

In particolare, la delibera n. 78/2025/R/efr ha previsto, tra l'altro, che:

- ai fini dell'accesso allo scambio sul posto, gli impianti di produzione debbano essere entrati in esercizio entro il 29 maggio 2025 (cioè entro i 90 giorni successivi alla data di entrata in vigore del decreto ministeriale 30 dicembre 2024) e gli utenti dello scambio debbano inoltrare al GSE l'istanza di accesso al regime di scambio sul posto non oltre il 26 settembre 2025 (cioè 210 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto ministeriale FER X transitorio). Questa seconda previsione non deriva direttamente dal dettato normativo ma appare opportuna, al fine di concludere anche le procedure per l'ammissione allo scambio sul posto, in vista della successiva definizione delle procedure graduali per la fuoriuscita dal medesimo di cui all'art. 4-ter, comma 4, del decreto legge n. 181/23;
- il GSE debba:

- tempestivamente dare evidenza di quanto previsto dall'art. 9, comma 2, del decreto legislativo n. 199/21 e dalla medesima delibera n. 78/2025/R/efr;
- coordinarsi con i gestori di rete al fine di dare attuazione a quanto previsto dalla medesima delibera n. 78/2025/R/efr;
- pubblicare sul proprio sito internet i Modelli Unici previsti dal Testo integrato connessioni attive (TICA, Allegato A alla delibera ARG/elt 99/08) aggiornati per dare attuazione a quanto previsto dall'art. 9, comma 2, del decreto legislativo n. 199/21 e dalla delibera n. 78/2025/R/efr;
- la medesima delibera n. 78/2025/R/efr non fosse sottoposta a consultazione preventiva, in quanto si tratta di interventi a contenuto vincolato per l'Autorità, fatto salvo quanto previsto dalla medesima delibera n. 78/2025/R/efr in relazione alla data ultima (26 settembre 2025, cioè 210 giorni dalla data di entrata in vigore del decreto ministeriale FER X transitorio) entro la quale sia possibile presentare istanza al GSE per accedere al regime di scambio sul posto. La medesima delibera n. 78/2025/R/efr ha, comunque, assicurato la partecipazione dei soggetti interessati, fissando, tramite la consultazione postuma, un termine adeguato alla presentazione di osservazioni e proposte (24 aprile 2025).

Successivamente, l'Autorità, con la delibera n. 213/2025/R/efr e a seguito della consultazione postuma, ha confermato la data del 26 settembre 2025 entro cui inoltrare al GSE l'istanza di accesso al regime di scambio sul posto, come previsto dalla delibera n. 78/2025/R/efr.

Aggiornamento del Registro delle cooperative storiche dotate di rete propria

L'Autorità, con la delibera n. 85/2025/R/eel, ha aggiornato il Registro delle Cooperative storiche dotate di rete propria prevedendo che la cooperativa elettrica Azienda Elettrica Kalmtal Società Cooperativa – per la quale, nel mese di febbraio 2025, la Provincia autonoma di Bolzano ha rilasciato la concessione di distribuzione di energia elettrica a decorrere dal primo giorno del mese successivo alla data di rilascio della relativa concessione – sia eliminata dalla sezione "Cooperative storiche esistenti dotate di rete propria" e sia contestualmente inserita nella sezione "Cooperative storiche concessionarie dotate di rete propria".

Aggiornamento del Registro dei SDC esistenti

I SDC sono reti con obbligo di connessione dei soli terzi connettibili che distribuiscono energia elettrica all'interno di siti industriali, commerciali o di servizi condivisi geograficamente limitati e che, a eccezione dei casi previsti dall'art. 6, comma 6.1, del Testo integrato sistemi di distribuzione chiusi (TISDC, Allegato A alla delibera n. 539/2015/R/eel), non riforniscono clienti finali civili. Tali sistemi di distribuzione, nella titolarità e gestione di soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici concessionarie, sono caratterizzati dal fatto che, per specifiche ragioni tecniche o di sicurezza, le operazioni o il processo di produzione degli utenti dei sistemi di distribuzione in questione sono integrati oppure dal fatto che distribuiscono energia elettrica principalmente al proprietario o al Gestore del sistema di distribuzione o alle loro imprese correlate. L'insieme dei SDC, come da ultimo modificato dalla delibera n. 556/2022/R/eel, è suddivisibile nei due seguenti sottoinsiemi: SDC esistenti e SDC nuovi.

L'Autorità, con la delibera 2 dicembre 2025, n. 528/2025/R/eel, dando seguito alla richiesta di So.G.Aer. Società Gestione Aeroporto M. Mameli, ha aggiornato il Registro dei SDC esistenti, sezione Registro degli Altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC), al fine di inserire, con effetti a decorrere dal 1° gennaio 2022, la rete elettrica denominata "Aeroporto Cagliari", sita nel Comune di Elmas (CA) e identificata con il codice distributore 670.

Inoltre, tenuto conto che, per le reti portuali e aeroportuali inserite nel Registro dei SDC esistenti, le modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita previste dal TISDC trovano applicazione a decorrere dal 1° gennaio 2022, la delibera n. 528/2025/R/eel ha previsto che CSEA, ai sensi dell'art. 36 del TISDC e in relazione al periodo ricompreso tra il 1° gennaio 2022 e la data di piena attuazione delle disposizioni in materia di SDC del TISDC, effettui tutte le azioni necessarie al fine del recupero degli importi dovuti e non versati da parte del Gestore di SDC esistente So.G.Aer. Società Gestione Aeroporto M. Mameli connessi con la ritardata applicazione della regolazione vigente in materia di SDC.

Infine, a seguito dell'aggiornamento del Registro dei SDC esistenti disposto con la delibera n. 528/2025/R/eel, il numero dei SDC esistenti è pari a 65, suddivisi in 31 reti interne di utenza (RIU) e 34 ASDC.

Definizione dei prezzi di aggiudicazione per impianti di produzione in accesso diretto al meccanismo incentivante previsto dal decreto ministeriale 30 dicembre 2024 (decreto FER X transitorio)

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica del 30 dicembre 2024 (decreto FER X transitorio) ha definito il meccanismo transitorio di supporto, per l'anno 2025, per impianti di produzione alimentati da fonti rinnovabili con costi di generazione vicini alla competitività di mercato (impianti solari fotovoltaici, impianti eolici, impianti idroelettrici, impianti di produzione alimentati da gas residuati dai processi di depurazione), di cui agli artt. 6 e 7 del decreto legislativo 199/21, prevedendo l'accesso diretto al meccanismo di supporto per impianti di produzione di potenza uguale o minore di 1 MW e l'accesso per il tramite di procedure competitive per impianti di produzione di potenza maggiore di 1 MW.

In particolare, per gli impianti di produzione di potenza uguale o minore di 1 MW, l'art. 4 del decreto FER X transitorio prevede che i prezzi di aggiudicazione siano definiti e aggiornati periodicamente in via amministrativa dall'Autorità sulla base di dati e analisi elaborati dal GSE in esito alle attività di monitoraggio previste dall'art. 48 del decreto legislativo n. 199/21, siano proporzionati all'onerosità degli interventi per garantire un'equa remunerazione dei costi di investimento e di esercizio e possano eventualmente essere differenziati per tecnologia e per taglia dell'impianto di produzione.

L'Autorità, con la delibera 22 luglio 2025, n. 339/2025/R/efr e successivamente al processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione 5 giugno 2025, n. 239/2025/R/efr, ha definito i prezzi di aggiudicazione per impianti di produzione in accesso diretto al meccanismo incentivante previsto dal decreto FER X transitorio stabilendo che:

- essi siano definiti in relazione a una configurazione impiantistica efficiente (in quanto il decreto FER X transitorio ha la finalità di supportare le soluzioni più competitive ed efficienti)[5];
- il valore del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) sia pari al 6,5% (come ipotizzato dal GSE nello studio previsto dal decreto FER X transitorio e i cui esiti sono stati oggetto del documento per la consultazione n. 239/2025/R/efr), ritenendo che la rischiosità degli investimenti oggetto del decreto FER X transitorio confrontabile con quella delle attività regolate (quali le attività di distribuzione di energia elettrica, di stoccaggio del gas naturale e di rigassificazione del gas naturale, per le quali, ai sensi della regolazione vigente, il WACC è pari rispettivamente a 5,6%, 6,1% e 6,2%) e che una sua lieve maggiorazione consenta di considerare i rischi legati alla variabilità (e, conseguentemente, all'eventuale sottostima) di alcuni dati di costo relativi ai Capex e/o agli Opex degli impianti di produzione, nonché dell'eventuale quota di autoconsumo, utilizzati per il calcolo del *Levelized Cost of Electricity* (LCOE);
- per gli impianti idroelettrici si differenzi tra impianti idroelettrici realizzati su acquedotto al fine di tener conto delle evidenze riscontrate nei relativi dati di costo;
- non si differenzi per taglia nel caso degli impianti di produzione alimentati da gas residuati dai processi di depurazione, poiché il decreto FER X transitorio già identifica le tecnologie da supportare;
- con riferimento agli impianti fotovoltaici, sia inclusa nel calcolo del LCOE l'energia elettrica autoconsumata (configurazioni più efficienti), in linea con quanto aveva già evidenziato il MASE;
- con riferimento agli impianti eolici, non siano considerati gli impianti eolici di piccola taglia in quanto più costosi e meno efficienti;
- i suddetti prezzi di aggiudicazione siano soggetti ai medesimi correttivi e alle medesime modalità di aggiornamento previste dal decreto FER X per gli incentivi applicati agli impianti soggetti alle procedure competitive.

Gestione da parte del GSE delle partite economiche di cui al decreto ministeriale 30 dicembre 2024 (decreto FER X transitorio) nel caso di partecipazione al mercato per il rilanciamento e il ridispacciamento e di modulazioni straordinarie a scendere

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 30 dicembre 2024 (decreto FER X transitorio), in attuazione delle disposizioni previste dagli artt. 6 e 7 del decreto legislativo n. 199/21 ed entrato in vigore il 28 febbraio 2025:

- stabilisce, per l'anno 2025, le modalità e le condizioni in base alle quali possono accedere al meccanismo di supporto alcune tipologie di impianti di produzione (impianti solari fotovoltaici, impianti eolici, impianti idroelettrici, impianti di produzione di trattamento di gas residuati dai processi di depurazione) prevedendo che il GSE applichi le condizioni economiche di cui al meccanismo di supporto;
- prevede che gli impianti di produzione di potenza maggiore di 1 MW abbiano l'obbligo di partecipazione all'MBR, mentre gli impianti di produzione di potenza uguale o minore di 1 MW abbiano la facoltà di partecipare all'MBR;

5 Nel caso di impianti di piccola taglia, per esempio, sono state prese in considerazione esclusivamente le configurazioni in cui la limitata dimensione sia dovuta a vincoli tecnici di realizzazione (quali, per esempio, nel caso degli impianti fotovoltaici su copertura, vincoli di superficie disponibile o, nel caso degli impianti idroelettrici, limiti derivanti dalla disponibilità della fonte primaria in termini di portata o salto idraulico non altrimenti utilizzabile) oppure a vincoli relativi al dimensionamento ottimale per esigenze di autoconsumo.

- prevede che, in deroga alle normali modalità di riconoscimento ai produttori dei pagamenti dei prezzi di aggiudicazione (tariffe incentivanti), il GSE calcola l'ammontare dei pagamenti sulla base dell'energia elettrica producibile nei casi di impianti di produzione soggetti al taglio della produzione in esito:
  - a ordini impartiti dai gestori di rete, anche al di fuori dell'MBR, al fine della risoluzione di vincoli di rete locali e/o per altre esigenze di sicurezza individuate dai medesimi gestori di rete;
  - a ordini di dispacciamento disposti da Terna nel mercato del bilanciamento e/o nelle piattaforme europee di bilanciamento.
- In tali casi, per impianti di produzione che accedono per il tramite di procedure competitive, l'ammontare dei pagamenti include, oltre al prezzo di aggiudicazione, il prezzo medio di negoziazione delle garanzie di origine, limitatamente ai volumi oggetto di taglio;
- prevede che, entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore, l'Autorità avrebbe dovuto definire la regolazione tecnica e le modalità procedurali da applicare ai fini dei pagamenti, con particolare riferimento a:
  - le modalità di determinazione dell'energia elettrica producibile dall'impianto di produzione;
  - le modalità di abilitazione e partecipazione degli impianti di produzione all'MBR, nonché i criteri per l'attuazione e la verifica dell'assolvimento degli obblighi di offerta.

L'Autorità, con la delibera 3 giugno 2025, n. 228/2025/R/efr e a seguito del processo di consultazione avviato con il documento per la consultazione 27 marzo 2025, n. 129/2025/R/eel, ha definito le disposizioni relative alla determinazione dell'energia elettrica producibile che rileva ai fini della gestione delle partite economiche di cui al decreto FER X transitorio nel caso di partecipazione all'MBR e di modulazioni straordinarie a scendere, prevedendo in particolare, che:

- nel caso di potenziamento di impianti di produzione esistenti, tale nuova sezione debba essere identificata come UP dedicata qualora essa sia oggetto di abilitazione (facoltativa o obbligatoria a seconda della taglia) e di qualifica per il servizio di modulazione straordinaria;
- nel caso di rifacimento (sia parziale sia integrale), l'intero impianto di produzione debba essere considerato come unica UP ai fini dell'abilitazione all'MBR e della qualifica per il servizio di modulazione straordinaria;
- nel caso di UP che partecipano (per obbligo o per scelta) all'MBR, Terna monitori il rispetto degli obblighi di offerta a scendere negli ISP critici (cioè nei periodi rilevanti caratterizzati da probabile esigenza di procedere al taglio della produzione per garantire la sicurezza del sistema); e che, in caso di comportamenti non conformi agli obblighi di offerta, nei corrispondenti ISP il meccanismo di supporto non debba essere applicato (né all'energia elettrica effettivamente immessa né all'energia elettrica producibile). In caso di partecipazione all'MBR tramite unità virtuali abilitate (UVA), la mancata applicazione del meccanismo di supporto riguarderebbe tutte le UP incluse nell'UVA;
- nel caso di effettivo taglio della produzione (derivante da modulazioni straordinarie a scendere o dall'accettazione di offerte a scendere nell'MBR), il GSE, per ogni UP e per ogni periodo rilevante ai fini delle transazioni:
  a. calcoli l'"energia elettrica producibile oggetto di diritti e obblighi derivanti dal decreto FER X transitorio" pari:
     - per gli impianti di produzione di potenza maggiore di 1 MW, al prodotto tra l'energia elettrica producibile netta determinata dal medesimo GSE e il minimo tra 0,95 e la quota di potenza dell'impianto di produzione eventualmente indicata dal produttore nella richiesta di accesso al meccanismo di supporto ai sensi dell'art. 3, comma 8, del medesimo decreto FER X transitorio;
     - per gli impianti di produzione di potenza uguale o minore di 1 MW, al prodotto tra l'energia elettrica producibile netta determinata dal medesimo GSE e la quota di potenza dell'impianto di produzione

eventualmente indicata dal produttore nella richiesta di accesso al meccanismo di supporto ai sensi dell'art. 3, comma 8, del medesimo decreto FER X transitorio;

b. calcoli l'"energia elettrica producibile corretta" pari al prodotto tra l'energia elettrica producibile netta determinata dal medesimo GSE e la quota di potenza dell'impianto di produzione eventualmente indicata dal produttore nella richiesta di accesso al meccanismo di supporto ai sensi dell'art. 3, comma 8, del medesimo decreto, e l'indice di uso pregresso (I_{UP}) finalizzato a individuare il grado di affidabilità del BRP, in relazione a una data UP, nel rispettare gli ordini di modulazione a scendere impartiti da Terna nell'ambito del servizio di modulazione straordinaria;

c. calcoli l'"energia elettrica producibile che rileva ai fini della gestione delle partite economiche di cui al decreto FER X transitorio", in misura pari al minimo tra l'energia elettrica producibile oggetto di diritti e obblighi derivanti dal decreto FER X transitorio di cui alla lettera a) e l'energia elettrica producibile corretta di cui alla lettera b);

- con riferimento all'indice I_{UP}:
  - esso possa assumere valori compresi tra 0 (nel caso di mancato rispetto di tutti gli ordini di modulazione e delle movimentazioni disposte nell'MBR) e 1 (nel caso di pieno rispetto di tutti gli ordini di modulazione e delle movimentazioni disposte nell'MBR);
  - Terna, entro il 31 ottobre 2025, dovesse elaborare e trasmettere all'Autorità una proposta per la sua definizione e quantificazione, in modo che sia il più possibile simile all'indice di affidabilità IA definito dall'art. 5 dell'Allegato A alla delibera ARG/elt 5/10 (indicatore finalizzato a individuare il grado di affidabilità dell'utente del dispacciamento, in relazione a una data UP, nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna; tale indicatore può assumere valori compresi tra 0, nel caso di mancato rispetto di tutti gli ordini di dispacciamento, e 1, nel caso di pieno rispetto di tutti gli ordini di dispacciamento, ed è calcolato da Terna, con riferimento alla singola UP). L'indice I_{UP} non può essere identico all'indice IA in quanto quest'ultimo considera solo l'affidabilità in sede di esecuzione delle modulazioni straordinarie a scendere e non anche in sede di esecuzione delle movimentazioni derivanti da offerte a scendere accettate nell'MBR;
  - esso, durante la fase transitoria di applicazione del TIDE (fino al 31 gennaio 2026) e comunque fino all'approvazione, da parte dell'Autorità, della proposta di Terna di cui al precedente alinea, sia posto pari a 1;
- nel caso di UP che partecipano (per obbligo o per scelta) all'MBR, negli ISP con prezzi zonali nulli o negativi nel mercato del giorno prima (MGP), tenuto conto che, per gli impianti di produzione di potenza maggiore di 1 MW, i meccanismi di supporto previsti dal decreto FER X transitorio si applicano solamente al 95% dell'energia elettrica producibile dall'impianto di produzione, il GSE applichi le partite economiche di cui al decreto FER X transitorio al minimo tra:
  - l'energia elettrica producibile oggetto di diritti e obblighi derivanti dal decreto FER X transitorio, di cui alla precedente lettera a);
  - la somma del programma in ingresso nella Fase MB dell'*Integrated Scheduling Process* e piattaforme di bilanciamento (MB) e dell'offerta a salire formulata nell'MB a prezzo nullo o negativo;
- nel caso in cui siano accettate offerte a salire nell'MB tramite aggregato, occorra prevedere una ripartizione convenzionale tra le varie UP componenti; allo scopo, il TIDE già prevede che Terna trasmetta al GSE ove necessario, per ogni UVA, l'elenco delle UP incluse, la somma della relativa *baseline* (somma delle nomine delle UVN per le UVAN, comunicazione esplicita del BSP eventualmente corretta da Terna per le UVAZ), i programmi di movimentazione in esito al MSD (questi due termini costituirebbero il programma iniziale rilevante

ai fini dell'MB) e le offerte a salire presentate nell'MB; il GSE procederebbe, poi, a ripartire il programma di movimentazione tra le varie UP in funzione dell'energia elettrica producibile di ciascuna;
- nel caso di sospensione dell'abilitazione all'MBR per non corretta esecuzione delle movimentazioni secondo quanto definito da Terna nel Codice di rete, il GSE non applichi il meccanismo di supporto per tutta la durata del periodo di sospensione;
- il prezzo medio delle garanzie di origine debba essere riconosciuto dal GSE in aggiunta al prezzo di aggiudicazione, poiché il valore del servizio a scendere non può mai essere superiore al prezzo zonale.

Ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici realizzati ai sensi del decreto del Direttore Generale Programmi e Incentivi Finanziari del MASE 30 ottobre 2025 e accesso ai dati del Registro centrale ufficiale (RCU)

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro per gli affari europei, il sud, le politiche di coesione e il PNRR, 8 ottobre 2024, n. 341 (decreto interministeriale 8 ottobre 2024), in attuazione di quanto previsto dall'art. 33, comma 1, del decreto legge n. 60/24, individua i criteri per la selezione di investimenti, nelle regioni Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia, Sardegna e Sicilia, finalizzati:

- nelle aree industriali, produttive e artigianali localizzate nei comuni con popolazione superiore a 5.000 abitanti, alla produzione di energia da fonti rinnovabili, anche termica, destinata all'autoconsumo delle imprese, anche in abbinamento a sistemi di accumulo di piccola e media taglia;
- all'incremento del grado di capacità della rete di distribuzione e di trasmissione di accogliere quote crescenti di energia da fonte rinnovabile, nonché allo sviluppo dei sistemi di stoccaggio intelligenti,

nonché le risorse finanziarie per la realizzazione dei medesimi investimenti, prevedendo che con successivi avvisi pubblici adottati dall'Organismo Intermedio del PN RIC 2021-2027, nel rispetto delle disposizioni e delle procedure previste dai regolamenti che disciplinano l'utilizzo delle risorse del medesimo PN RIC 2021-2027, nonché della normativa europea in materia di aiuti di Stato e di quanto previsto dal medesimo decreto interministeriale 8 ottobre 2024, sia avviata la selezione degli investimenti previsti dal decreto interministeriale 8 ottobre 2024 a valere sulle dotazioni finanziarie definite dal medesimo decreto interministeriale 8 ottobre 2024.

Il decreto del Direttore Generale Programmi e Incentivi Finanziari del MASE 30 ottobre 2025 (decreto direttoriale 30 ottobre 2025), in attuazione di quanto previsto dal decreto interministeriale 8 ottobre 2024, ha approvato l'Avviso progetti autoproduzione e ha definito i termini e le modalità di presentazione delle domande di accesso alle richiamate agevolazioni disponendo, tra l'altro, che:

- l'energia elettrica prodotta sia prevalentemente destinata all'autoconsumo dell'unità produttiva e che l'eventuale energia elettrica eccedentaria non accumulata debba essere ceduta gratuitamente dal Soggetto beneficiario al GSE per venti anni ai sensi della delibera n. 280/07 e del relativo Allegato A (ritiro dedicato), previa sottoscrizione di apposito contratto per il ritiro dell'energia elettrica immessa in rete. Il controvalore economico dell'energia elettrica ritirata, al netto del costo di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 24 dicembre 2014 (decreto ministeriale 24 dicembre 2014) a copertura dei costi amministrativi del

GSE, è destinato ad alimentare il Fondo nazionale reddito energetico istituito con decreto del MASE 8 agosto 2023, n. 261 (decreto ministeriale 8 agosto 2023);

- prevede che *"Con successivo provvedimento, da emanarsi entro 15 giorni dall'apertura dello sportello di cui all'articolo 9, comma 1 del presente Avviso, l'ARERA definisce le modalità con cui il GSE destina i proventi dell'energia ritirata dagli impianti finanziati a valere sulla misura agevolativa di cui al presente Avviso al Fondo nazionale reddito energetico istituito con decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 261 dell'8 agosto 2023. All'interno del medesimo provvedimento sono definite le modalità di accesso del GSE al sistema GAUDÌ di Terna e le disposizioni necessarie affinché Acquirente unico, in qualità di Gestore del sistema informativo integrato, renda disponibile al GSE i dati costituenti il Registro centrale ufficiale (RCU)".*

Il decreto del Direttore Generale Programmi e Incentivi Finanziari del MASE n. 468 del 19 novembre 2025 (decreto direttoriale 19 novembre 2025), ai sensi dell'art. 20, comma 8, del decreto direttoriale 30 ottobre 2025, ha approvato le Regole Operative redatte dal GSE per l'attuazione della misura agevolativa; nelle medesime Regole Operative è stato previsto che il soggetto beneficiario degli incentivi previsti dall'Avviso progetti autoproduzione possa esercitare il diritto di recesso anticipato dal contratto di cessione dell'energia elettrica eccedente al GSE previo pagamento al GSE di una penale a titolo di "compensazione" dei mancati introiti per la vendita dell'energia elettrica non autoconsumata nel periodo di obbligo di cessione al GSE di 20 anni.

L'Autorità, con la delibera 9 dicembre 2025, n. 539/2025/R/efr, ha disciplinato le modalità di ritiro dell'energia elettrica immessa in rete da impianti fotovoltaici selezionati a seguito della partecipazione alle procedure di cui all'"Avviso pubblico per la selezione di progetti per l'autoproduzione di energia da FER" (Avviso progetti autoproduzione), istituito dal decreto direttoriale 30 ottobre 2025, e definito l'accesso, da parte del GSE, ai dati del RCU del SII:

- esplicitando che, per effetto delle disposizioni normative previste dal decreto direttoriale 30 ottobre 2025, il GSE ritiri per venti anni, a decorrere dalla data di entrata in esercizio, l'energia elettrica immessa in rete dagli impianti fotovoltaici in oggetto, assuma la qualifica di BRP in immissione per tali impianti di produzione e collochi l'energia elettrica immessa in rete nel mercato elettrico, secondo quanto previsto per il regime di ritiro dedicato disciplinato dalla delibera n. 280/07 e dal relativo Allegato A;
- prevedendo che il GSE versi al Fondo nazionale reddito energetico:
  a. gli importi riscossi a titolo di penale nei casi di avvenuto recesso anticipato dal contratto stipulato tra il soggetto beneficiario delle agevolazioni a valere sulle risorse del PN RIC 2021-2027 e il GSE, come previsti nelle "Regole Operative misura PN RIC – Azione 2.2.1 Sviluppo della produzione di energia elettrica da FER" approvate con decreto direttoriale 19 novembre 2025;
  b. la somma algebrica tra:
     - i proventi derivanti al GSE dalla valorizzazione di tale energia elettrica nel mercato elettrico al prezzo zonale quartorario secondo quanto previsto dall'art. 6 dell'Allegato A alla delibera n. 280/07;
     - gli eventuali maggiori oneri o ricavi che dovessero derivare al GSE dalla partecipazione al mercato infragiornaliero secondo quanto previsto dall'art. 9 dell'Allegato A alla delibera n. 280/07;
     - i corrispettivi di sbilanciamento in capo al GSE come ripartiti secondo quanto previsto dall'art. 8 dell'Allegato A alla delibera n. 280/07;
     - i corrispettivi, assunti con segno negativo, previsti dal decreto ministeriale 24 dicembre 2014 per il ritiro dedicato;

- prevedendo, con riferimento agli impianti di produzione beneficiari delle agevolazioni economiche previste dal decreto direttoriale 30 ottobre 2025, che Terna definisca le modalità operative secondo cui le UP afferenti ai medesimi impianti di produzione siano ricomprese nel contratto di dispacciamento in immissione del GSE per un periodo di venti anni decorrenti dalla loro data in entrata in esercizio.

Approvazione del contratto-tipo ai fini dell'erogazione degli incentivi previsti dal decreto ministeriale 7 agosto 2025 (Conto Termico 3.0) relativi a interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili

Il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 7 agosto 2025 (decreto ministeriale 7 agosto 2025) aggiorna la disciplina per l'incentivazione degli interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili secondo principi di semplificazione, efficacia, diversificazione e innovazione tecnologica, nonché di coerenza con gli obiettivi di riqualificazione energetica degli edifici della pubblica amministrazione, tenendo conto di quanto disposto dall'art. 10, comma 1, lettere b) e c), del decreto legislativo n. 199/21 in relazione alla promozione dell'utilizzo dell'energia termica da fonti rinnovabili. La nuova disciplina, in coerenza con le indicazioni del PNIEC, concorre al raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e di efficientamento energetico del settore civile.

Il decreto ministeriale 7 agosto 2025 prevede, in particolare, che:

- il GSE sia il soggetto responsabile della gestione degli incentivi e delle attività di cui al medesimo decreto;
- l'accesso agli incentivi avvenga attraverso due modalità (art. 14, comma 2):
  a. tramite accesso diretto; per tale casistica la richiesta deve essere presentata entro novanta giorni dalla conclusione dell'intervento, pena la non ammissibilità ai medesimi incentivi;
  b. tramite prenotazione; per tale casistica i soggetti ammessi previsti dall'art. 4, comma 1, lettera a), e dall'art. 7, comma 1, lettera a), del medesimo decreto ministeriale 7 agosto 2025 che operano direttamente ovvero attraverso la Esco che agisce per loro conto trasmettono al GSE una scheda-domanda a preventivo per la prenotazione dell'incentivo;
- il GSE, entro trenta giorni dall'entrata in vigore del medesimo decreto ministeriale 7 agosto 2025, fornisca all'Autorità gli elementi per l'aggiornamento delle clausole contrattuali incluse nella scheda-domanda prevedendo la prima rata di pagamento entro l'ultimo giorno del mese successivo al bimestre in cui ricade la data di attivazione del contratto, corrispondente con la data di emissione del provvedimento di ammissione agli incentivi (art. 19, comma 7);
- l'Autorità, entro sessanta giorni dall'entrata in vigore del medesimo decreto ministeriale 7 agosto 2025, aggiorni, su proposta del GSE, il contratto-tipo previsto dall'art. 28, comma 1, lettera e), del decreto legislativo n. 28/11 (art. 20, comma 1).

L'Autorità, con la delibera 23 dicembre 2025, n. 567/2025/R/efr e a seguito del ricevimento da parte del GSE della proposta di aggiornamento del contratto-tipo ai fini dell'erogazione degli incentivi previsti dal decreto ministeriale 7 agosto 2025, ha approva il contratto-tipo ai fini dell'erogazione degli incentivi previsti dal decreto ministe-

riale 7 agosto 2025 (Conto Termico 3.0) relativi a interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Attuazione dell'art. 5, comma 1, del decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181

L'art. 5, comma 1, del decreto legge n. 181/23, nella versione risultante dalla conversione in legge, istituisce un meccanismo di contrattualizzazione della capacità produttiva alimentata da bioliquidi sostenibili, i cui impianti siano già in servizio alla data di entrata in vigore del decreto medesimo (10 dicembre 2023).

Il meccanismo è attuato da Terna sulla base di criteri e modalità definiti dal MASE su proposta dell'Autorità. Nelle more dell'attuazione del meccanismo sono stati definiti dall'Autorità appositi prezzi minimi garantiti (vedasi delibera n. 306/2024/R/eel).

Con la delibera 5 agosto 2025, n. 381/2025/R/eel, l'Autorità ha approvato la propria proposta in merito, prevedendo una contrattualizzazione tramite GSE (che ha già maturato una certa esperienza in materia nell'ambito dell'erogazione dei prezzi minimi garantiti), con corresponsione di un corrispettivo fisso in euro/MW/anno a copertura dei soli costi fissi operativi, senza remunerazione del capitale investito, e di un corrispettivo variabile in euro/MWh, pari per ciascun ISP alla differenza fra i costi e i ricavi riconosciuti, calcolati in coerenza con le formule già in essere per i prezzi minimi garantiti.

Garanzia di ultima istanza per la contrattualizzazione a lungo termine dell'energia prodotta da fonti rinnovabili

L'art. 28 del decreto legislativo n. 199/21 ha previsto l'istituzione da parte del GME di una piattaforma organizzata per la contrattualizzazione a lungo termine dell'energia prodotta da fonti rinnovabili tramite i cosiddetti *Power Purchase Agreement (PPA)*.

In particolare, è previsto che nell'ambito di tale meccanismo il GSE assuma il ruolo di garante di ultima istanza per la gestione dei rischi di inadempimento di controparte. Ulteriori dettagli in merito a questo ruolo di garante per il GSE sono stati adottati dal MASE con il decreto n. 152/2025 che ha in particolare demandato all'Autorità di definire, su proposta del GSE, la misura e la modalità di applicazione del corrispettivo a carico dei contraenti per l'accesso alla garanzia di ultima istanza.

Il GSE ha formulato la propria proposta, nel rispetto dei criteri previsti dalla comunicazione 2008/C 155/02 della Commissione europea, prevedendo che il corrispettivo si articoli in una componente a copertura delle spese amministrative, una componente a copertura del rischio di inadempimento e in una componente a copertura della remunerazione annua del capitale immobilizzato nella garanzia. In particolare, per la stima del rischio di inadempimento si è considerato il fatto che, in caso di inadempimento, il GSE, come previsto dal decreto ministeriale n. 152/2025 subentri nelle posizioni inadempienti, maturando un flusso di cassa sui mercati che è considerato in deduzione dalla garanzia.

L'Autorità ha valutato positivamente la proposta del GSE approvandola con la delibera 23 settembre 2025, n. 417/2025/R/eel.

Iniziative a sostegno della mobilità elettrica e della progressiva decarbonizzazione dei consumi

Nel corso dell'anno 2025 l'attività di ARERA tesa a conciliare l'elettrificazione dei consumi finali con lo sviluppo razionale delle reti e a superare eventuali barriere regolatorie si è concentrata in un unico provvedimento. Con la delibera 28 gennaio 2025, n. 22/2025/R/eel, l'Autorità è intervenuta per modificare alcuni suoi provvedimenti inerenti alle tematiche della ricarica dei veicoli elettrici, sia in luoghi accessibili al pubblico sia in luoghi privati.

Per quanto riguarda l'iniziativa sperimentale, avviata nel 2021 con delibera n. 541/2020/R/eel, tesa a favorire la ricarica in luoghi non accessibili al pubblico, in considerazione del grande interesse dimostrato dai clienti nel corso del 2024 e dell'evoluzione tecnologica e normativa in corso, si è ritenuto di adottare un'ulteriore proroga dei termini, consentendo l'adesione di nuovi clienti fino al 30 giugno 2026 e l'applicazione dei criteri sperimentali di funzionamento degli *smart meter* fino al 30 giugno 2027. In ragione delle informazioni raccolte in merito alla indisponibilità sul mercato di dispositivi di ricarica certificati ai sensi dell'Allegato X alla norma CEI 0-21, l'estensione dei termini dell'iniziativa è stata adottata senza prevedere un contestuale adeguamento a tale norma tecnica dei criteri di ammissibilità dei dispositivi di ricarica. Ciononostante, è stato previsto di verificare con il CEI la possibilità di procedere entro il 31 luglio 2025 a una revisione della normativa tecnica rilevante per l'implementazione di "controllori d'infrastruttura di ricarica", tesa ad accelerare l'immissione sul mercato di dispositivi di ricarica conformi all'Allegato X alla CEI 0-21. Nel successivo paragrafo viene dato conto dei risultati raggiunti dalla sperimentazione nel corso del 2025.

Per quanto riguarda, invece, i temi della ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico, la delibera n. 22/2025/R/eel ha perseguito le linee d'azione indicate nella delibera n. 634/2023/R/eel, introducendo aggiornamenti nella definizione della tipologia contrattuale bassa tensione veicoli elettrici (BTVE), cioè quella applicabile – su richiesta dei titolari – ai punti di prelievo (POD) dedicati esclusivamente alla ricarica dei veicoli elettrici in luoghi accessibili al pubblico. Tali modifiche hanno previsto che, a decorrere dall'1 luglio 2025, la tipologia BTVE possa venire applicata ai soli POD che alimentano esclusivamente infrastrutture di ricarica in regola con il rispetto degli obblighi di registrazione delle stazioni di ricarica alla Piattaforma Unica Nazionale gestita dal GSE (cfr. art. 5 del decreto 16 marzo 2023) e di abilitazione delle medesime alla connessione digitale e alla ricarica intelligente (cfr. art. 5, paragrafi 7 e 8, del regolamento UE 1804/2023). Nella medesima delibera è stato altresì ritenuto che, con successivo provvedimento (ancora non adottato), sia opportuno definire modalità con cui verificare che l'applicabilità della tariffa BTVE sia limitata a utenze che dimostrano un uso efficiente delle reti, evitando sovradimensionamenti o superi della potenza disponibile.

Progetti pilota e sperimentazioni

Sperimentazione per la ricarica dei veicoli elettrici in luoghi non accessibili al pubblico

Nelle precedenti relazioni annuali (al Capitolo 3 del Volume 2) era già stata illustrata l'iniziativa sperimentale, promossa dall'Autorità con delibera n. 541/2020/R/eel per favorire la ricarica privata di veicoli elettrici, rendendo gratuitamente disponibile una potenza di 6 kW, nelle fasce orarie serali e festive, anche a coloro che abbiano potenze contrattualmente impegnate inferiori (fino a 4,5 kW), purché dimostrino di aver installato in casa una *"wallbox smart"*[6]. L'interesse per questa iniziativa è andato progressivamente crescendo negli anni, arrivando solo nel 2024 a sfiorare le 3.000 richieste di adesione, come illustrato nella precedente *Relazione Annuale*. Per questo motivo, con la già citata delibera n. 22/2025/R/eel, l'Autorità ha ritenuto opportuno prorogare ulteriormente, fino al 30 giugno 2026, la data di scadenza per aderire.

A seguito di tale proroga, sulla base dei dati e delle informazioni rese disponibili dalla società GSE, incaricata della gestione operativa della sperimentazione, tra febbraio e dicembre 2025 sono state presentate ulteriori 2.452 richieste di adesione, pari all'83% di quanto registrato in un periodo di pari durata nel 2024. Tra tutte le 7.879 richieste presentate tra 2021 e 2025:

- si registra un incremento della concentrazione geografica: le richieste provenienti da Lombardia, Lazio e Veneto crescono dal 41% fino al 2024 al 49% a fine 2025; nella sola Lombardia risiede ben il 25% degli utenti richiedenti;
- solo Il 69% ha avuto esito positivo, cioè è risultata rispettare tutti i requisiti minimi richiesti dalla delibera (in particolare tipologia di dispositivo di ricarica e installazione certificata da dichiarazione di conformità) in modo tale che, a fine 2025, le utenze attivate risultavano essere 5.416;
- sale a circa il 42% la quota di utenti che dichiarano la disponibilità anche di un impianto fotovoltaico.

Infine, tra luglio e ottobre 2025, GSE e ARERA hanno ritenuto opportuno procedere ad aggiornare completamente l'elenco dei dispositivi di ricarica smart ammissibili alla sperimentazione, con lo scopo di escludere i modelli non più in commercio e di integrare le informazioni tecniche disponibili per ciascun dispositivo. La disponibilità di questo elenco rappresenta ormai da oltre quattro anni uno strumento importante per guidare le scelte dei consumatori, nell'attesa che si diffondano sul mercato dispositivi rispondenti alle più recenti norme tecniche relative alla comunicazione tra punti di ricarica dei veicoli e operatori remoti (quale l'Allegato X alla norma CEI 0-21).

Analisi dei prelievi da POD per ricarica pubblica

Nell'ambito della Relazione Annuale 2024 (par. 3.2.7) erano state illustrate le preoccupazioni di ARERA in merito al rischio che uno sviluppo non razionale delle infrastrutture per l'elettrificazione dei consumi finali possa indurre investimenti inefficienti per l'estensione e il potenziamento delle reti elettriche: tali inefficienze sarebbero per esempio visibili in un alto numero di nuovi punti di connessione (POD), caratterizzati da potenze disponibili me-

6 Cioè un sistema di ricarica dei veicoli elettrici rispondente a requisiti minimi di connettività bidirezionale alla rete internet specificati nella delibera

dio-alte e da fattori di utilizzo elettrici[7] molto bassi (a fronte di valori medi, registrati nei POD esistenti di pari potenza, compresi tra il 25% e il 45%). Al fine di verificare la rilevanza di tali preoccupazioni con riferimento specifico alle stazioni di ricarica dei veicoli elettrici situate in luoghi accessibili al pubblico, sono stati analizzati dati forniti dalla società Acquirente unico in merito alla composizione e al grado di utilizzo dei POD dedicati esclusivamente ad alimentare questa tipologia di utenza e i cui titolari hanno chiesto di poter utilizzare la tipologia contrattuale BTVE (caratterizzata da una struttura tariffaria monomia in energia). I dati riportati nella seguente tabella 3.13, relativi al triennio 2023-2025, evidenziano come:

- l'energia erogata da tali POD sia cresciuta in modo rilevante in due anni (+62%), probabilmente per effetto della crescita del parco veicoli circolanti;
- siano anche al contempo cresciuti sia il numero di POD dedicati a questo utilizzo sia la potenza media per POD, inducendo un incremento del 50% della potenza totale resa disponibile ai POD BTVE (in fig. 3.1 sono forniti maggiori dettagli in proposito, illustrando la composizione tra classi di potenza);
- per effetto combinato di questi due fattori, complessivamente, il fattore di utilizzo medio (FUE) di queste infrastrutture elettriche sia rimasto stabilmente molto basso, sempre al di sotto del 2%.

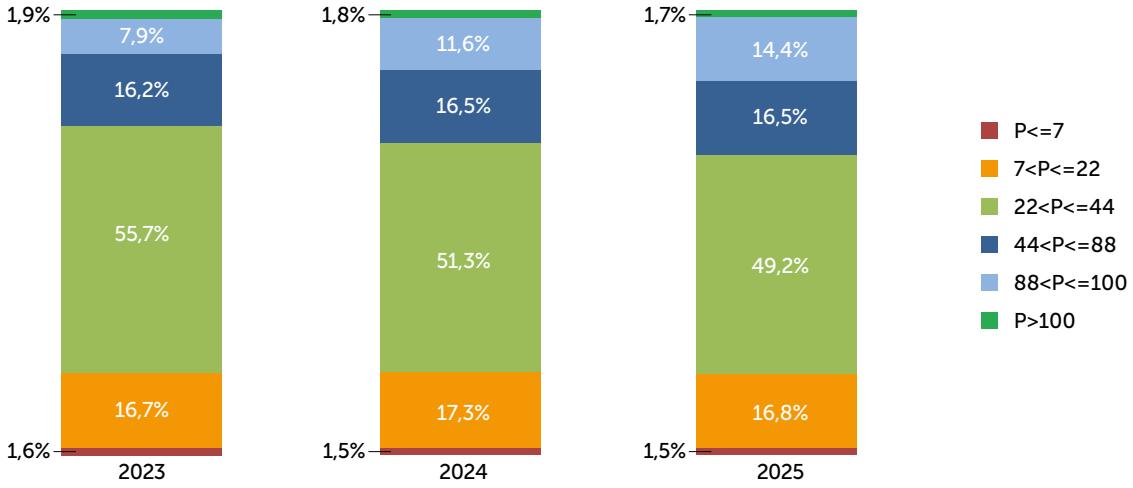
TAV. 3.13 *Statistiche relative a composizione e utilizzo dei POD BTVE installati in Italia nel triennio 2023-2025*

PARCO POD BTVE	2023	2024	2025	VAR 2023->2025
COMPOSIZIONE				
N POD BTVE attivi	14.221	17.349	19.609	38%
Potenza totale [MW]	612	784	918	50%
kW medi per POD	43,1	45,2	46,8	9%
DATI DI UTILIZZO				
Energia totale [MWh]	92.237	118.107	149.340	62%
MWh medi per POD	6,49	6,81	7,62	17%
FUE	1,87%	1,90%	1,93%	3%

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

7 Il fattore di utilizzo elettrico (FUE) è definito come il rapporto tra l'energia prelevata (kWh) e la potenza disponibile (kW), in percentuale annua.

FIG. 3.1 *Evoluzione nel triennio 2023-2025 della ripartizione dei POD BTVE tra classi di potenza disponibile alla connessione*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Questi risultati confermano la fondatezza delle preoccupazioni già sollevate in precedenza e inducono a ritenere sempre più importante sia che i gestori delle stazioni di ricarica (CPO) prestino particolare attenzione alla progettazione delle proprie infrastrutture e al dimensionamento delle connessioni richieste ai gestori di rete sia che ARERA valuti interventi regolatori tesi a fornire stimoli tecnici ed economici idonei a promuovere un utilizzo delle reti sempre più efficiente.

CAPITOLO **04**

Regolazione nel settore del gas naturale

Settoriale

Regolazione delle reti e del sistema gas

Servizi di bilanciamento

Con la delibera 10 giugno 2025, 244/2025/R/gas, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni relative alla valorizzazione dei quantitativi di gas eccedenti i limiti degli accordi con le imprese che gestiscono impianti interconnessi e il responsabile del bilanciamento (di cui al comma 4.2 del TIB[1]), allo scopo di allinearle alle disposizioni contenute nell'RTTG. Inoltre, in un'ottica di maggiore efficienza e rispondenza ai costi del servizio di bilanciamento, è stato deciso che i quantitativi ulteriori rispetto alle variazioni del *linepack*, alle perdite, agli autoconsumi e al gas non contabilizzato, vengano valorizzati al valore giornaliero del SAP anziché al valore medio mensile.

La regolazione del bilanciamento definita nel TIB prevede un sistema "duale" di prezzi di sbilanciamento, in cui il prezzo di sbilanciamento per utenti in posizione "lunga" è distinto dal prezzo di sbilanciamento per utenti in posizione "corta". È previsto, inoltre, che tali prezzi siano rispettivamente non inferiore e non superiore al prezzo SAP (pari alla media dei prezzi registrati sui mercati all'ingrosso del gas naturale, ponderata per i rispettivi volumi) aumentato, ovvero diminuito, di un "piccolo aggiustamento". Con la delibera 482/2024/R/gas, l'Autorità aveva previsto che il "piccolo aggiustamento" fosse calcolato su base giornaliera secondo una percentuale del prezzo SAP. Mediante la delibera 15 luglio 2025, 328/2025/R/gas, l'Autorità ha modificato le disposizioni del TIB in materia di "piccolo aggiustamento", per precisare le modalità di aggiornamento della percentuale applicata al SAP. Tale aggiornamento è operato con cadenza semestrale dal responsabile del bilanciamento sulla base dell'evoluzione dei tassi di interesse. Inoltre, con la medesima delibera, l'Autorità ha integrato, in via transitoria, le disposizioni del TIB che riguardano l'approvvigionamento del gas di sistema per tenere conto di quanto previsto dalla decisione di ricertificazione di Snam e ITG, con riferimento alla produzione e commercializzazione del biometano. Infatti, in base alla delibera di ricertificazione, è previsto che, in via transitoria, il biometano prodotto e immesso in rete venga utilizzato prioritariamente per autoconsumo da parte dei due gestori, senza vendita a terzi, al fine di verificarne la compatibilità con la regolazione vigente. Pertanto, la delibera 328/2025/R/gas ha previsto che il responsabile del bilanciamento (di seguito anche: RdB) approvvigioni (fino al 30 giugno 2027), presso la piattaforma di scambio di cui al TIB, il quantitativo di gas necessario al funzionamento del sistema, al netto dei consumi coperti dai quantitativi di gas relativi alla cessione del biometano. I costi associati all'acquisto del biometano per autoconsumo sono ricompresi all'interno del meccanismo della neutralità di cui all'art. 8 del TIB. Infine, con la medesima delibera, l'Autorità ha chiarito le disposizioni in materia di gestione dei conguagli che insorgono in esito alla sessione del *settlement*, allineando le previsioni dell'RTTG alle modalità applicative stabilite nel TISG[2] e declinate nel Codice di rete di Snam. Esse prevedono che il saldo netto dei conguagli dei corrispettivi di trasporto, variabili e di capacità, sia regolato dalle imprese di trasporto a valere sui conti della Cassa per i servizi energetici e ambientali di rispettiva competenza.

Con la delibera 18 novembre 2025, 490/2025/R/gas, l'Autorità ha adottato le disposizioni relative ai crediti non riscossi dal Responsabile del bilanciamento, afferenti alle partite economiche del bilanciamento stesso insorte nel

1 *"Testo integrato del bilanciamento gas"*, approvato con la delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas.
2 Testo integrato in materia di *"Regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale"*, approvato con la delibera 16 aprile 2019, 148/2019/R/gas.

periodo 1° dicembre 2011 – 23 ottobre 2012. È stata così disposta l'erogazione, da parte della Cassa per i servizi energetici e ambientali a favore di Snam, del saldo delle partite economiche non ancora riconosciute e quelle nel frattempo recuperate in esito alle azioni intraprese e i relativi interessi, a valere sul fondo per la copertura degli oneri connessi con il sistema del bilanciamento del sistema del gas.

Disciplina del *settlement*

Come noto, a copertura degli oneri connessi con il *settlement* gas, è stata istituita la componente tariffaria CRV^{ST}, che si applica ai quantitativi di gas del servizio di trasporto riconsegnati all'utente nei punti interconnessi con le reti di distribuzione (c.d. *city gate*). A decorrere dal 1° luglio 2018, il suo valore è stato fissato a 0,0027 €/smc, ossia a un livello corrispondente a circa il doppio del fabbisogno annuo atteso, in modo da recuperare con gradualità i costi sostenuti dal sistema gas negli anni precedenti. Le componenti tariffarie addizionali della tariffa di trasporto possono essere aggiornate in corso d'anno con cadenza trimestrale, ai sensi dell'art. 38 dell'RTTG 2020-2023; il comma 38.2 dell'RTTG prevede, inoltre, che il valore delle componenti venga aggiornato di norma con due trimestri di anticipo rispetto alla sua entrata in vigore. Solo in riferimento al primo e al secondo trimestre 2022, in ragione di eventuali sofferenze dovute alla ridotta liquidità dei conti di gestione della CSEA, l'Autorità ha previsto la possibilità di procedere a variazioni anticipate rispetto a quanto stabilisce il suddetto comma 38.2 dell'RTTG e, nello specifico, per i fondi alimentati dalle componenti tariffarie addizionali maggiormente impattate dall'elevata volatilità del prezzo del gas naturale. Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 560/2024/R/gas e volto a superare le carenze istruttorie e le motivazioni censurate dal TAR Lombardia (che, con le sentenze nn. 3008/24, 3014/24, 3015/24, 3016/24, 3017/24, 3018/24, 3019/24, 3020/24, ha accolto un unico motivo di doglianza sollevato dai ricorrenti e riferito alla carenza della parte motivazionale della delibera 297/2023/R/com unicamente "*nei limiti in cui conferma la componente tariffaria CRV^{ST} dal 1° luglio 2023 al 30 settembre 2023*"), con il documento di consultazione 4 marzo 2025, 74/2025/R/gas, in materia di determinazione del corrispettivo CRV^{ST} per il trimestre 1° luglio – 30 settembre 2023, l'Autorità ha esplicitato le valutazioni compiute nella fase istruttoria al momento delle determinazioni riguardanti la componente CRV^{ST}, ritenendole ancora valide e confermando il valore allora fissato dalla delibera 297/2023/R/com, assunta in continuità con quanto prevede il suddetto comma 38.2 dell'RTTG. Successivamente, con la delibera 15 aprile 2025, 167/2025/R/gas, l'Autorità, in coerenza con gli orientamenti espressi nel documento di consultazione 74/2025/R/gas, ha confermato il valore della componente CRV^{ST} per il periodo 1° luglio – 30 settembre 2023, come determinato attraverso la delibera 297/2023/R/com, pari a 6,5000 centesimi di euro/smc.

Con il documento di consultazione 3 luglio 2025, 306/2025/R/gas, l'Autorità ha proposto la revisione delle tempistiche di svolgimento delle sessioni di aggiustamento, a partire dalla sessione pluriennale 2021 – 2024, con l'obiettivo di garantire tempi più celeri e certi di conclusione delle medesime. Quanto illustrato deriva dall'opportunità di dare seguito a diverse segnalazioni pervenute dagli operatori, nonché dalla necessità di ridurre l'oggettivo allungamento delle tempistiche di esecuzione delle sessioni di *settlement*, anche riguardo all'adozione di diversi provvedimenti utili al processo. Si ricorda, in via esemplificativa e non esaustiva, la delibera di approvazione della procedura che permette all'utente del bilanciamento (di seguito: UdB) di presentare delle richieste di rettifica dei dati di prelievo giornaliero calcolato dal Gestore del Sistema Informativo Integrato (SII). Tali dati sono relativi ai punti di riconsegna della distribuzione che non hanno positivamente superato le verifiche di coerenza condotte dal Gestore del SII rispetto ai dati in proprio possesso. Il sopracitato documento di consultazione prende spunto

da una relazione trasmessa dal Responsabile del bilanciamento (di seguito: RdB) su richiesta del Direttore della Direzione Mercati Energia. Tale relazione contiene proposte operative in merito a possibili interventi sull'intero processo di aggiustamento, funzionali alla riduzione delle attuali tempistiche di svolgimento delle sessioni con specifico riguardo alle attività di sua competenza. Anche il Gestore del SII, interpellato, ha accettato la revisione delle proprie tempistiche in linea con quanto suggerito dall'RdB, salvo indicare limitate variazioni.

Con la delibera 22 luglio, 2025, 341/2025/R/gas, l'Autorità ha approvato alcune disposizioni riguardanti il servizio alternativo di fornitura di gas naturale nel caso di reti gas temporaneamente isolate, facendo seguito al documento di consultazione 221/2024/R/gas. All'interno di tale documento è stata illustrata una soluzione per la contabilizzazione del suddetto servizio, ai fini della definizione dei bilanci di trasporto ossia delle procedure di *settlement* gas. Tale servizio è gestito dall'impresa di distribuzione per garantire la continuità della fornitura in situazioni di emergenza o di manutenzione della rete, ossia nei casi di interruzione/riduzione del servizio. Il principale aspetto commentato e condiviso nell'ambito della consultazione ha riguardato il rapporto tra impresa di trasporto e impresa di distribuzione, rilevando complessità connesse con gli oneri implementativi e gestionali, nonché con le possibili criticità di natura fiscale. Pertanto, pur confermando nella sostanza gli orientamenti espressi nel documento di consultazione 221/2024/R/gas, l'Autorità ha ritenuto di introdurre le seguenti previsioni, per tener conto di quanto emerso dopo la consultazione:

- il conguaglio economico sia riconosciuto dall'RdB all'utente della distribuzione (di seguito: UdD) tramite il proprio UdB, anziché tramite l'impresa di distribuzione (anche se interconnessa a reti di trasporto delle imprese minori), previa messa a disposizione da parte di quest'ultima delle informazioni a tal fine necessarie;
- le compensazioni siano determinate in apposite sessioni che si svolgono con cadenza annuale, in prima applicazione per il periodo 2020 - 2024.

A tal fine, le imprese di distribuzione, anche se non direttamente interconnesse alla rete di trasporto dell'impresa maggiore, sono tenute a trasmettere annualmente all'RdB i dati dei volumi immessi sulla propria rete tramite servizio alternativo di fornitura di gas naturale, con dettaglio giornaliero e per ciascun rapporto UdB-UdD, secondo modalità e tempistiche definite dall'RdB stesso.

A partire dal 2024, ai sensi dell'art. 3 della delibera 555/2022/R/gas, è entrato in vigore un meccanismo incentivante per le imprese di distribuzione gas, funzionale alle procedure di *settlement* e volto a favorire la massima tempestività, da parte delle imprese di distribuzione, a rettificare i dati di prelievo che non hanno positivamente superato la verifica di coerenza in sessione di bilanciamento o aggiustamento. L'ammontare della penalità è determinato dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) sulla base dei dati trasmessi dal Gestore del SII. Gli importi sono posti a valere sul conto relativo al *settlement* gas, mantenendone separata evidenza e dandone informativa all'Autorità. Nel corso del 2025, gli esiti del meccanismo, derivanti dalla pubblicazione dei dati della sessione di aggiustamento pluriennale (riguardante gli anni 2020 – 2023), hanno evidenziato valori della penalità importanti, soprattutto per i punti di riconsegna (PdR) con gruppo di misura installato di classe ≤ G6. In alcuni casi, comunque residuali, la penale calcolata ha superato l'importo massimo previsto per le sanzioni irrogabili dall'Autorità. Sono, inoltre, pervenute delle segnalazioni da parte delle associazioni delle imprese di distribuzione circa la presenza di casi per i quali le procedure adottate dal Gestore del SII non hanno consentito la correzione del prelievo, comportando, di conseguenza, l'applicazione della penalità di cui all'art. 3 della delibera 555/2022/R/gas. In ragione del fatto che la numerosità di tali casi potesse comportare un'attività di identificazione e verifica

particolarmente onerosa e complessa, con la delibera 5 agosto 2025, 383/2025/R/gas, l'Autorità ha ritenuto opportuno individuare delle azioni volte a mitigare gli effetti negativi degli adempimenti previsti dalla regolazione e ha introdotto, con esclusivo riferimento alla sessione di aggiustamento pluriennale relativa agli anni 2020 - 2023, una franchigia basata sul numero totale di PdR serviti dall'impresa di distribuzione nel medesimo periodo, di cui CSEA ha tenuto conto nel calcolo della penalità. Tale franchigia non è stata applicata ai casi di PdR dotati di gruppo di misura con classe ≥ G10, poiché si è ritenuto che, trattandosi di punti con consumo maggiore, fosse importante acquisire informazioni di maggiore dettaglio, con un onere proporzionato per l'impresa di distribuzione interessata alla correzione dei prelievi. Per questa categoria di PdR e per i casi che hanno riguardato i PdR dotati di gruppo di misura di classe ≤ G6 eccedenti la franchigia, è stata prevista una specifica comunicazione da parte delle imprese di distribuzione interessate a CSEA, utile all'identificazione della tipologia di errore non rettificabile da parte delle imprese stesse. Infine, con la delibera 383/2025/R/gas, è stata integrata la delibera 555/2022/R/gas, stabilendo che il valore della penale non possa comunque superare il 10% del fatturato dell'impresa di distribuzione, onde evitare che si verifichino casi in cui l'applicazione del suddetto meccanismo comporti effetti manifestamente sproporzionati ed eccessivamente penalizzati, come quelli per cui l'ammontare della penale che dovrebbe essere applicata risulti addirittura superiore al limite massimo delle sanzioni irrogabili dall'Autorità.

Responsabilizzazione delle imprese di distribuzione relativamente al delta *in-out*

Con la delibera 386/2022/R/gas, l'Autorità ha approvato un meccanismo semplificato di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione, relativamente alle grandezze che contribuiscono alla formazione della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione (*city gate*) e i quantitativi prelevati dai clienti finali allacciati alla rete di distribuzione (c.d. delta *in-out*). La medesima delibera riporta in allegato le Istruzioni Operative per il calcolo del valore dell'eventuale penalità P per ciascun *city gate* da parte dell'RdB; tali procedure sono aggiornate con determina del Direttore della Direzione Mercati Energia, tenendo anche conto delle esigenze manifestate dagli operatori. Con riferimento all'anno 2025, in seguito alla pubblicazione degli esiti fisici della sessione di aggiustamento pluriennale, è stato previsto lo svolgimento di tre sessioni: una prima per il triennio di riferimento costituito dagli anni 2020, 2021 e 2022, una seconda per il triennio di riferimento costituito dagli anni 2021, 2022 e 2023 e una terza con riferimento al triennio 2022 - 2024, sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale per gli anni 2022 e 2023 e, sulla base degli esiti della sessione di aggiustamento annuale, per l'anno 2024. Con il documento di consultazione 573/2023/R/gas, riguardo al criterio di ripartizione tra imprese di distribuzione interconnesse basato sulla numerosità dei PdR, l'Autorità ha prospettato di ripartire l'eventuale penalità, in assenza delle misure di interconnessione, sulla base dei volumi di ciascuna impresa di distribuzione risultanti dalle sessioni di aggiustamento, ponendo la responsabilità del calcolo in capo alla società Snam Rete Gas in qualità di RdB. Considerando il fatto che tali orientamenti sono stati accolti con favore da coloro che hanno preso parte al processo di consultazione, con la delibera 4 febbraio 2025, 28/2025/R/gas, l'Autorità ha stabilito che l'RdB proceda a ripartire la penalità tra imprese di distribuzione interconnesse sulla base dei volumi risultanti dalle sessioni di aggiustamento trasmessi dal SII con relativo dettaglio, mantenendo l'utilizzo prioritario della misura di interconnessione, se disponibile. In quest'ultimo caso, l'impresa di distribuzione di riferimento, in accordo con le imprese sottese, determina e trasmette all'RdB, nel rispetto delle modalità e delle tempistiche definite da quest'ultimo nell'ambito delle Istruzioni Operative, la ripartizione fra ciascuna impresa presente presso il *city gate* della penale da applicare. Con la medesima delibe-

ra sono state previste delle modifiche alla delibera 386/2022/R/gas, volte a precisare meglio la regolazione da applicare in caso di avvicendamento nella gestione di un impianto, in seguito a gara di affidamento del servizio. Nello specifico, è stato precisato che l'eventuale penalità viene attribuita all'impresa di distribuzione che gestisce l'impianto nel momento in cui si svolge la sessione di aggiustamento e a seguito della quale viene effettuato il calcolo della penalità medesima; ciò salvi i casi di avvicendamenti già perfezionatisi alla data di pubblicazione del provvedimento o per i quali, a tale data, i partecipanti hanno già presentato la loro offerta. In tale situazione, l'eventuale penalità è determinata dall'RdB per ciascuna impresa di distribuzione sulla base del periodo di competenza. Inoltre, in relazione agli interventi programmati dal Gestore del SII in materia di processi di *settlement* gas con impatti sulla determinazione del delta *in-out*, con la delibera 28/2025/R/gas è stato previsto in via transitoria, nelle more del completamento delle suddette implementazioni, che le imprese di distribuzione possano comunicare all'RdB i valori dei prelievi di gas (OUT) attesi per quei *city gate* cui sono allacciati PdR ai quali è stato attribuito, nell'ambito del bilancio di trasporto, un prelievo non corretto (che non è stato possibile correggere con le procedure vigenti per le sessioni di aggiustamento). A tal fine, è stato dato mandato all'RdB di gestire tali dati di OUT alla stregua dei dati inerenti alle perdite localizzate e ai prelievi fraudolenti, modificando così il valore determinatosi in esito alla sessione di aggiustamento con l'OUT atteso comunicato dall'impresa di distribuzione e ricalcolando conseguentemente la penalità. Con la medesima delibera, infine, è stata riconosciuta ai soggetti interessati la facoltà di presentare, entro il 21 febbraio 2025, le loro eventuali osservazioni e proposte motivate sulle previsioni adottate. Dopo tale consultazione postuma, con la delibera 25 marzo 2025, 111/2025/R/gas, è stato previsto che, nei casi di avvicendamenti a seguito di gara, l'RdB ripartisca l'eventuale penalità tra le imprese di distribuzione interessate sulla base del periodo di competenza; ciò in deroga alla regola generale di attribuzione all'impresa di distribuzione che gestisce l'impianto nel momento in cui si effettua il calcolo, basata sul criterio della continuità nei rapporti giuridici e in coerenza con la disciplina legislativa prevista per le altre ipotesi di successione di un gestore a un altro, in seguito a trasformazione, fusione, scissione societaria e acquisto d'azienda.

Infine, con la determina del Direttore della Direzione Mercati Energia del 3 luglio 2025, n. 7/2025, sono state aggiornate le Istruzioni Operative funzionali all'implementazione di quanto sopra illustrato.

Per una corretta determinazione del delta *in-out* nell'ambito del meccanismo di responsabilizzazione di cui alla delibera 386/2022/R/gas, con la delibera 22 luglio 2025, 341/2025/R/gas, è stato previsto che l'RdB consideri i volumi immessi dal carro bombolaio presso ciascun *city gate* nell'ambito dei calcoli effettuati ai sensi della delibera 386/2022/R/gas.

Servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con la delibera 11 marzo 2025, 86/2025/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di modifica urgente del Regolamento PAR[3], necessaria all'attivazione del nuovo comparto di gestione (funzionale allo svolgimento delle aste per l'allocazione della capacità disponibile presso il terminale di Ravenna gestito dalla società Snam Energy Terminals), nonché all'implementazione di nuove funzionalità al comparto di GNL Italia.

3 Piattaforma di assegnazione della capacità di rigassificazione gestita dal GME.

Con la delibera 19 giugno 2025, 266/2025/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di modifica della procedura di primo conferimento della capacità di rigassificazione di nuova realizzazione del terminale di Ravenna, gestito da Snam Energy Terminals.

Con la delibera 20 maggio 2025, 207/2025/R/gas, l'Autorità ha approvato la proposta della società OLT Offshore LNG Toscana di valorizzazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità e l'importo massimo dei ricavi, destinato alla copertura dei costi incrementali generati dai medesimi servizi.

Accesso al servizio di trasporto

Nel 2013, la società TAP AG ha ottenuto l'esenzione da alcune norme europee (accesso a terzi, tariffe regolate e *unbundling*), a condizioni fissate dalla c.d. *Final Joint Opinion*, documento approvato congiuntamente dalle Autorità di regolazione di Italia (ARERA), Grecia (RAAEY) e Albania (ERE). Tra le condizioni imposte, la società TAP AG deve condurre, almeno ogni due anni, un *Market Test* per verificare l'interesse del mercato a prenotare capacità di trasporto con contratti *long term* tra i punti di *entry* e di *exit* del gasdotto stesso. In caso di esito positivo del *Market Test* (nonché delle verifiche sulla fattibilità tecnica/economica delle richieste e della conseguente assunzione da parte dei richiedenti degli impegni vincolanti), la società TAP AG ha l'obbligo di costruire un incremento di capacità dagli attuali 10 miliardi di smc/anno fino alla massima capacità di espansione di 20 miliardi di smc/anno. Successivamente al 2013, la normativa europea si è evoluta e, in particolare, è stato emanato il regolamento (UE) 2017/459 del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 marzo 2017 (c.d. CAM NC) che, oltre all'allocazione di capacità esistente, contiene disposizioni specifiche relative alla realizzazione di capacità incrementale, prevedendo anch'esso una procedura biennale (con avvio, in generale, negli anni dispari). Nel suddetto quadro, su richiesta delle Autorità di Italia, Grecia e Albania, a partire dal 2019 (anno in cui è stato lanciato il primo *Market Test*) TAP coordina, per quanto possibile, la procedura di *Market Test* prevista dalla *Final Joint Opinion* con la procedura di capacità incrementale disciplinata dal CAM NC.

Con la delibera 8 luglio 2025, 316/2025/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con i regolatori di Grecia (RAAEY) e Albania (ERE), ha approvato le "*Market Test Guidelines 2025*" relative all'avvio di un nuovo ciclo di raccolta di richieste di capacità incrementale riguardanti lo sviluppo del gasdotto TAP. Tali *Guidelines* seguono gli stessi principi delle precedenti procedure di offerta di capacità incrementale.

Con la delibera 5 agosto 2025, 388/2025/R/gas, l'Autorità, insieme ai regolatori di Grecia (RAE) e Albania (ERE), ha approvato la c.d. "*Project Proposal*", che disciplina la fase vincolante della procedura di capacità incrementale avviata nel 2023 e descrive i livelli di capacità della potenziale espansione del gasdotto, nonché i criteri di partecipazione e di assegnazione della capacità agli *shipper*.

Accesso al servizio di stoccaggio

Con il decreto 30 gennaio 2025, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, in considerazione del differenziale di prezzo negativo tra inverno 2026 ed estate 2025, ha emanato alcune disposizioni per l'anno termico dello stoccaggio 2025/2026 con l'obiettivo di anticipare l'allocazione di parte della capacità di stoccaggio e facilitare il

riempimento degli stoccaggi nella campagna di iniezione prevista dal 1° aprile 2025 al 31 ottobre 2025. Con la delibera 13 febbraio 2025, 45/2025/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle suddette disposizioni e, in particolare, ha:

- confermato le formule dei prezzi di riserva per i prodotti di durata annuale e biennale, definite con la delibera 2 aprile 2024, 129/2024/R/gas, aggiornandone i riferimenti temporali alle capacità oggetto di conferimento;
- previsto, per i prodotti di durata da triennale a quinquennale, che il prezzo di riserva tenga conto anche della media degli esiti delle aste per il conferimento del servizio pluriennale tenutesi negli ultimi quattro anni;
- disposto che il quantitativo offerto da ciascuna impresa di stoccaggio non superasse la soglia di 1.000 milioni di standard metri cubi (per evitare eventuali situazioni di eccesso di offerta);
- previsto, per le capacità pluriennali, l'offerta prioritaria dei servizi di più lunga durata, rendendo di volta in volta disponibili per i servizi di più breve durata le capacità eventualmente non conferite;
- confermato, in linea con quanto disposto per gli ultimi anni termici dello stoccaggio, la non applicazione agli utenti dello stoccaggio dei costi dei consumi tecnici delle imprese stesse di stoccaggio, con riferimento alle capacità conferite di cui al decreto 30 gennaio 2025, ivi comprese quelle assegnate per il servizio pluriennale. Tali costi sono stati coperti attraverso il meccanismo di equilibrio finanziario delle imprese di stoccaggio di cui all'art. 28 del RAST;
- confermato l'integrazione dei corrispettivi per il mancato riempimento di cui all'art. 26 del RAST anche per l'anno termico 2025/2026.

Con il decreto 25 marzo 2025, il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica ha emanato le disposizioni per il conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2025/2026. Tali disposizioni hanno confermato, in linea generale, l'assetto previgente dei servizi di stoccaggio già disciplinato nel RAST[4]. Esse hanno, inoltre, previsto delle misure ulteriori per favorire il riempimento degli stoccaggi, in particolare attribuendo all'Autorità il compito di stabilire proprio dei meccanismi incentivanti a tale procedura, che siano *"adeguati al raggiungimento del livello previsto all'art. 21, comma 1, lettera a) del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17 e in linea con le previsioni dell'art. 6bis del regolamento (UE) 201/1938. I costi dei meccanismi incentivanti sono coperti dal sistema energetico nazionale secondo modalità definite dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica con successivo provvedimento. Nel definire i meccanismi incentivanti, l'Autorità, in linea con la raccomandazione (UE) 2025/466 della Commissione, deve tener conto delle effettive condizioni del mercato e, se del caso, utilizzare la flessibilità prevista dalla regolazione europea in materia di raggiungimento degli obiettivi di riempimento"*.

Con la delibera 1° aprile 2025, 150/2025/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni del suddetto decreto, tenendo anche conto degli esiti dei conferimenti di cui alla delibera 45/2025/R/gas in materia di conferimento anticipato della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2025/2026. In particolare, l'Autorità:

- ha confermato le formule dei prezzi di riserva per i prodotti di durata annuale;
- ha previsto che per il prodotto biennale, ai fini del calcolo dei prezzi di riserva, fossero considerate (per il solo secondo anno) le quotazioni dei prodotti stagionali al TTF;
- ha previsto che alle capacità di stoccaggio allocate agli utenti fosse associato un meccanismo, c.d. premio giacenza[5], in grado di incentivare il riempimento dello stoccaggio con iniezione a partire da aprile 2025;

4 Testo integrato in materia di "Regolazione dell'accesso ai servizi di stoccaggio" approvato con la delibera 26 febbraio 2029, 67/2019/R/gas.

5 Il premio giacenza è determinato sulla base del valore del differenziale tra la quotazione del prodotto con consegna nel periodo invernale e quella del prodotto con consegna nel periodo di iniezione (calcolato al momento della procedura di conferimento) ed è comprensivo di una stima degli oneri finanziari connessi con l'immobilizzazione di gas.

- ha confermato, come per gli scorsi anni, la copertura dei costi sostenuti dal Gestore dei servizi energetici e dall'impresa maggiore di trasporto per l'assegnazione della capacità di stoccaggio, attraverso il "Conto oneri di stoccaggio", il "Fondo per la copertura degli oneri connessi con il sistema del bilanciamento del sistema del gas" e il "Fondo per la copertura degli oneri connessi con il sistema di *settlement* gas", secondo competenza e tenendo conto delle rispettive giacenze.

Mediante la delibera 18 marzo 2025, 97/2025/R/com, facendo seguito a quanto previsto dalla delibera 17 settembre 2024, 364/2024/R/com[6] (con la quale si dava mandato al GSE, previa consultazione, di aggiornare e inviare per approvazione all'Autorità il *"Regolamento Operativo per il ristoro dell'elemento* RE_{TEE} *ai sensi della delibera ARERA 96/2020/R/eel del 26 marzo 2020"*, garantendo la piena coerenza procedurale tra la restituzione dell'elemento OS^{STUI} e la restituzione dell'elemento RE_{TEE}), l'Autorità ha approvato la proposta di aggiornamento del suddetto Regolamento inviata dal GSE.

Con la delibera 8 maggio 2025, 198/2025/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, per il periodo 1° ottobre 2025 – 31 marzo 2026, il valore della componente CRV^{OS} di cui al comma 41.1, lettera f), dell'RTTG, a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio, dei costi riconosciuti per tale servizio anche in caso di una sua valorizzazione al di sotto del ricavo tariffario ammissibile, nonché del conguaglio dei costi di ripristino, ponendola pari a 0,0221 €/smc.

Con la delibera 18 novembre 2025, 493/2025/R/gas, l'Autorità ha dato alla Cassa per i Servizi energetici e Ambientali le disposizioni funzionali alla liquidazione a Snam Rete Gas degli importi relativi al premio giacenza, di cui alla delibera 150/2025/R/gas sopra richiamata, da riconoscere agli utenti.

Con la delibera 16 dicembre 2025, 554/2025/R/gas, l'Autorità ha confermato per il biennio 2026 – 2027 l'assetto già esistente relativo ai servizi incentivanti e alle quote di trattenimento dei proventi derivanti dalla loro allocazione.

Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese eroganti i predetti servizi definiscano i propri codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva dopo averne verificato la coerenza con i criteri medesimi.

Nel corso del 2025, sono stati aggiornati alcuni codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con la delibera 4 febbraio 2025, 27/2025/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte di aggiornamento dei Codici di stoccaggio della società Edison Stoccaggio e della società Stogit, finalizzate a recepire le dispo-

6 Con la delibera 364/2024/R/com, l'Autorità ha definito le modalità implementative riguardanti la restituzione ai produttori termoelettrici della parte (denominata "elemento OS^{STUI}") della componente CRV_{OS}, funzionale alla copertura dei costi del servizio di riempimento degli stoccaggi di ultima istanza e al recupero di tale quota non coperta dai produttori termoelettrici attraverso una componente tariffaria posta direttamente a carico della generalità dei clienti finali del settore elettrico.

sizioni della delibera 76/2024/R/gas in materia di servizio di giacenza residua, servizio di riempimento in controflusso e conferimenti di capacità su base infrastagionale;
- con la delibera 8 luglio 2025, 317/2025/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con le Autorità di regolazione della Grecia (RAAEY) e dell'Albania (ERE), ha approvato le modifiche proposte dalla società TAP al *TAP Network Code* (TNC) in materia di attivazione di un nuovo punto di entry (Nea Mesmvria) con capacità continua, revisione della metodologia di allocazione del *fuel gas* e avvio di una nuova modalità di registrazione degli utenti tramite portale informatico;
- con la delibera 5 agosto 2025, 384/2025/R/gas, l'Autorità ha approvato una proposta di aggiornamento del Codice di rete della Società Snam Rete Gas, finalizzata al recepimento delle disposizioni in materia di estinzione anticipata della capacità (introdotte con la delibera 363/2024/R/gas) e di quelle relative all'aggiornamento della disciplina del bilanciamento (introdotte con le delibere 482/2024/R/gas e 328/2025/R/gas);
- con la delibera 25 novembre 2025, 509/2025/R/gas, l'Autorità, congiuntamente con le Autorità di regolazione della Grecia (RAAEY) e dell'Albania (ERE), ha approvato le modifiche proposte dalla società TAP al *TAP Network Code* (TNC) in materia di i) ripartizione dei costi tra gli *shipper* legati all'eventuale installazione di compressori elettrici (in luogo di quelli a gas); ii) *procurement* dell'energia elettrica per il funzionamento di detti compressori; iii) ripartizione dei costi tra gli *shipper* legati all'implementazione del regolamento (UE) 1787/2024 sulle emissioni di metano.

Piani decennali di sviluppo delle reti

Attività sui piani di sviluppo del trasporto gas del 2025

Con la delibera 15 aprile 2025, n. 170/2025/R/gas, in esito al documento di consultazione 3 dicembre 2024, n. 522/2024/R/gas, l'Autorità, anche al fine di tenere conto delle previsioni normative riguardanti l'obbligo per l'impresa maggiore di trasporto di trasmettere il Piano unico con cadenza biennale, ha aggiornato le disposizioni in materia di requisiti minimi del Piano di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale.

Nel dettaglio, l'Autorità:

- ha definito modalità di coordinamento tra l'impresa maggiore di trasporto e le altre imprese di trasporto ai fini della redazione del Piano unico, prevedendo, in particolare, che all'impresa maggiore di trasporto sia attribuito non solo il compito di valutare il coordinamento di tutti gli interventi, ma anche quello di esaminare la coerenza delle proposte di sviluppo promosse dalle altre imprese di trasporto con l'assetto potenziale della rete, di verificare le stime di costo trasmesse dalle altre imprese e di sviluppare e aggiornare le analisi dei costi e dei benefici;
- ha previsto che il Piano unico sia inviato all'Autorità entro il 28 febbraio degli anni dispari, e che, per il 2025, sia inviato entro il 15 ottobre 2025;
- ha previsto, in relazione al contenuto minimo informativo del Piano:
  - che raccolga e renda disponibili anche informazioni riguardanti progetti di trasporto di promotori diversi dalle imprese di trasporto e progetti di stoccaggio e rigassificazione del GNL, e che l'impresa maggiore di trasporto individui le eventuali infrastrutture che si rendano necessarie a seguito della realizzazione di tali progetti terzi;

  - che siano rese disponibili informazioni circa gli interventi programmati di dismissione di infrastrutture esistenti, anche nel caso in cui la finalità sia la riconversione per altri utilizzi;
  - che sia resa disponibile una stima, a 5 e a 10 anni, degli impatti tariffari derivanti dalla realizzazione degli interventi, tenendo conto delle previsioni circa la domanda e l'offerta di gas naturale, gli scambi con l'estero e l'utilizzo delle infrastrutture di trasporto;
- ha previsto, in materia di analisi costi-benefici (ACB):
  - che siano assoggettati a specifiche ACB anche gli interventi di dismissione, a eccezione di quelli motivati da ragioni di sicurezza;
  - che gli interventi di sostituzione e sicurezza siano giustificati sulla base di specifici approfondimenti che ne evidenzino l'utilità per il sistema;
  - che, per gli interventi di metanizzazione di nuove aree, i gestori presentino un'analisi della convenienza dell'intervento rispetto a possibili soluzioni alternative riconducibili ad altri vettori energetici.

Ai sensi di quanto disposto sia dall'art. 16, comma 2, del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, sia dalla delibera dell'Autorità n. 170/2025/R/gas, l'Autorità sottopone il Piano decennale unico di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale alla consultazione degli utenti della rete (effettivi o potenziali) e di tutti gli altri soggetti interessati, rendendo poi pubblici i risultati di tale consultazione.

La consultazione sul Piano unico 2025 è stata avviata in data 1° ottobre 2025 e si è conclusa in data 22 dicembre 2025. Ai fini della consultazione, l'Autorità ha, inoltre, reso disponibili i seguenti documenti complementari:

- i criteri applicativi dell'analisi costi-benefici, inclusivi della relativa Appendice informativa;
- il documento di descrizione degli scenari applicati nel Piano 2025, predisposto congiuntamente da Snam e Terna ai sensi di quanto previsto dalla delibera 1° ottobre 2024, n. 392/2024/R/com.

Durante la fase di consultazione, il 4 dicembre 2025 è stata organizzata una sessione pubblica di presentazione del Piano, finalizzata a offrire chiarimenti e informazioni aggiuntive ai soggetti interessati.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

L'Autorità, con la delibera 5 dicembre 2018, 631/2018/R/gas, ha adottato Il "Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale" (TIMMIG), al fine di rafforzare la propria funzione di monitoraggio di tale mercato.

Il TIMMIG, tra le altre cose, prevede che il GME (incaricato del monitoraggio della dimensione concorrenziale) e l'impresa maggiore di trasporto (SNAM Rete Gas – incaricata del monitoraggio della dimensione strutturale) inviino annualmente, per approvazione all'Autorità, il consuntivo dei costi sostenuti per le attività di monitoraggio svolte nell'anno precedente.

In linea con le suddette disposizioni, mediante la delibera 13 maggio 2025, 200/2025/R/gas, sono stati approvati i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel 2024 per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale. Con la delibera 25 novembre 2025, 505/2025/R/gas, sono stati approvati il

Piano di attività e il corrispondente preventivo dei costi trasmessi dall'impresa maggiore di trasporto in relazione all'attività di monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso per l'anno 2026.

Misure per la sicurezza del sistema

Con la delibera 25 febbraio 2025, 62/2025/R/gas, l'Autorità ha fissato, per il periodo 1° aprile 2025 – 30 settembre 2026, il valore della componente *CRV*^{I}, di cui al comma 41.1, lettera e) dell'RTTG, al fine di garantire la disponibilità delle risorse finanziarie necessarie alla copertura dei costi fissi, generati per il sistema gas dall'affidamento del servizio di interrompibilità tecnica dei clienti industriali, e ponendolo pari a 0,721 centesimi di euro/mc di cui 0,0412 centesimi di euro/smc relativi alla sottocomponente *CRV*^{INN}.

Con la delibera 29 luglio 2025, 363/2025/R/gas, l'Autorità ha riconosciuto al Responsabile del bilanciamento i costi per l'incremento dei quantitativi di GNL a disposizione del servizio di *peak shaving* presso il terminale di Panigaglia, gestito dalla società Snam Energy Terminals per l'anno termico 2024/2025.

Con la delibera 25 novembre 2025, 507/2025/R/gas, l'Autorità ha dato attuazione per l'anno termico 2025/2026 alle disposizioni di competenza contenute nel decreto 21 ottobre 2022 del Ministro della transizione ecologica (ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica). Tale decreto prevede un meccanismo per un servizio di interrompibilità tecnica dei prelievi dalle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale, aggiuntivo rispetto a quello derivante dai contratti di fornitura di tipo interrompibile, già presenti e stipulati dagli operatori, per soggetti che utilizzano il gas naturale per fini industriali, ivi compresa la generazione elettrica nel solo caso in cui essa sia funzionale al processo produttivo *in situ*.

Qualità dei servizi di trasporto, stoccaggio e distribuzione

Qualità del servizio di trasporto del gas

I criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale, in vigore per il periodo regolatorio 2024-2027 (RQTG 6PRT), sono stati definiti con la delibera 12 dicembre 2023, n. 589/2023/R/gas, con cui l'Autorità ha previsto per il 6PRT una sostanziale conferma dei previgenti criteri regolatori in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale del servizio di trasporto.

Con la delibera 12 giugno 2025, n. 252/2025/R/gas, l'Autorità ha disposto modifiche all'RMTG[7], in seguito all'analisi dei dati di monitoraggio dei livelli di servizio e dei corrispettivi per il mancato rispetto dei livelli applicati nel 2024 (primo anno di applicazione) e alle segnalazioni pervenute dai titolari degli impianti, prevedendo in particolare:

- un tetto massimo ai corrispettivi complessivamente applicati, pari a 5 volte il corrispettivo per il servizio, anche in riferimento ai corrispettivi già applicati nel 2024;

7 "Regolazione del servizio di misura sulla rete di trasporto del gas naturale (RMTG)", approvata con delibera 23 novembre 2021, n. 512/2021/R/gas, che definisce: (i) responsabilità e perimetro delle attività di metering e meter reading; (ii) requisiti minimi e ottimali di carattere impiantistico, prestazionale e manutentivo; (iii) livelli predefiniti di qualità del servizio; (iv) un sistema di incentivazione al rispetto di tali livelli di qualità del servizio; (v) un sistema di monitoraggio dei requisiti dei livelli di qualità.

- la possibilità di posticipare al 31 luglio 2025 (prorogando così il termine del 31 dicembre 2024) il termine per la richiesta di cessione dell'impianto con esenzione dall'applicazione dei corrispettivi per gli anni 2024 e 2025;
- l'esenzione dei corrispettivi per il solo 2025 per le richieste di cessione dell'impianto successive al 31 luglio 2025 e presentate entro il 31 dicembre 2025;
- nel caso di dismissione degli impianti di riconsegna del gas (e di misura), l'estinzione del diritto di servitù dell'impresa di trasporto sull'area, che rientra quindi nella piena proprietà del cliente;
- in caso di morosità, che l'impresa di trasporto possa versare il solo gettito riscosso a fronte dell'evidenza delle azioni intraprese a tutela del credito;
- che l'impresa maggiore di trasporto valuti l'introduzione di un sistema di comunicazione tempestivo del mancato rispetto dei livelli di servizio;
- la possibilità, per coloro che vi abbiano interesse, di presentare osservazioni in merito al provvedimento.

Anche in esito alle osservazioni pervenute sulla delibera n. 252/2025/R/gas, mediante la delibera 7 ottobre 2025, n. 443/2025/R/gas, sono stati confermati gli interventi straordinari e urgenti adottati con la medesima delibera n. 252/2025/R/gas in materia di misura sulla rete di trasporto gas. È stato, quindi, conferito mandato all'impresa maggiore di trasporto sia di organizzare momenti di confronto con gli utenti per discutere dei possibili miglioramenti al funzionamento del Portale Misura, sia di verificare che la procedura applicativa riguardante le cause terze (pubblicata sul proprio sito Internet) garantisca che, qualora il titolare dell'impianto dimostri di aver intrapreso le azioni necessarie per l'adempimento della prestazione, non sia a esso imputata la causa di mancato rispetto della prestazione stessa.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas

I criteri di regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale, in vigore per il periodo regolatorio 2020-2025 (RQSG 5PRS), sono stati approvati con delibera 23 ottobre 2019, n. 419/2019/R/gas, in un quadro di sostanziale continuità rispetto alla previgente regolazione.

Con la delibera 1° aprile 2025, n. 137/2025/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRS), decorrente dal 1° gennaio 2026, in continuità rispetto ai criteri vigenti. Le novità introdotte riguardano:

- in tema di sicurezza del servizio, il rafforzamento delle previsioni sulle dispersioni attraverso l'introduzione di obblighi aggiuntivi, quali la rilevazione e la comunicazione dei volumi di gas oggetto di dispersione, la rilevazione e la comunicazione del numero degli eventi che danno luogo a emissioni di gas e dei relativi volumi (distinti per tipologia e sorgente di emissione), la pubblicazione della metodologia utilizzata per la stima delle emissioni e l'allineamento alle disposizioni del regolamento (UE) 2024/1787 degli obblighi relativi alla periodicità di ispezione non invasiva delle *flow line* di collegamento.
- in tema di continuità del servizio, il superamento del meccanismo di penalità per mancato rispetto degli obblighi contrattuali e la contestuale introduzione dell'obbligo informativo sul confronto tra le prestazioni di erogazione o di iniezione complessivamente disponibili agli utenti e quelle delle curve prestazionali individuate con decreto ministeriale.

Premi e penalità della sicurezza del servizio di distribuzione nel periodo 2021, 2022 e 2023

Con le delibere 5 agosto 2025, 395/2025/R/gas e 16 settembre 2025, 412/2025/R/gas e le successive delibere 28 ottobre 2025, 467/2025/R/gas e 9 dicembre 2025, 543/2025/R/gas, sono stati determinati, rispettivamente, i premi e le penalità per gli anni 2021 e 2022 relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale. A seguito di tali delibere, nessun procedimento è rimasto in sospeso.

In continuità con quanto previsto per l'anno 2020, è stato confermato, già in fase di deliberazione di prima determinazione, il riconoscimento integrale dei premi alle imprese di distribuzione che avevano espresso il proprio benestare in merito alla valorizzazione proposta. Successivamente, tenuto conto delle osservazioni pervenute e delle comunicazioni istruttorie inviate alle singole imprese, l'Autorità ha proceduto al riconoscimento dei premi e delle penalità a tutte le imprese distributrici, incluse quelle che non avevano presentato osservazioni né rilasciato alcun benestare.

Allo scopo di responsabilizzare i gestori del servizio e, contestualmente, semplificare e accelerare le attività di controllo e validazione dei dati da parte dell'Autorità, con il documento di consultazione 419/2025/R/gas l'Autorità ha proposto di condizionare l'erogazione dei premi calcolati sulla base dei dati forniti ai sensi dell'art. 38 della RQDG, anche a seguito delle eventuali rettifiche di cui al comma 38.18, alla necessaria conferma da parte della medesima impresa, attraverso il sistema telematico, del risultato di previsione dei premi pubblicato.

In assenza di osservazioni contrarie, con la delibera 2 dicembre 2025 (532/2025/R/gas) l'Autorità ha disposto l'introduzione di tale obbligo, prevedendo pertanto che l'erogazione dei premi sia obbligatoriamente subordinata alla conferma, da parte dell'impresa distributrice, del risultato pubblicato sul sistema telematico. La medesima delibera prevede, inoltre, che le penalità siano applicate anche in caso di mancata conferma da parte delle imprese e che le nuove disposizioni trovino applicazione già a partire dai premi relativi all'anno 2023.

Nel corso del 2025, si è anche avviato il processo per procedere alla determinazione dei premi e delle penalità della sicurezza del servizio di distribuzione gas nel 2023, cercando di compensare i ritardi dovuti a problemi informatici riscontrati nello stesso 2023 e nei primi mesi del 2024.

Proroga del periodo di regolazione

Con la delibera 27 maggio 2025, 221/2025/R/gas, è stato avviato il procedimento finalizzato alla proroga del TUDG per gli anni 2026 e 2027 e alla definizione del sesto periodo di regolazione.

Con il documento di consultazione del 23 settembre 2025, 419/2025/R/gas, sono stati consultati gli orientamenti dell'Autorità in merito alla proroga della regolazione della sicurezza e qualità per gli anni 2026 e 2027, anche alla luce dell'entrata in vigore del regolamento (UE) 2024/1787. In riferimento agli aspetti relativi alla qualità, in attesa della designazione delle Autorità competenti e dell'adozione degli atti delegati previsti dal regolamento, l'Autorità ha ritenuto opportuno mantenere transitoriamente le disposizioni della RQDG, fatta eccezione per la periodicità di ispezione delle reti in bassa pressione, che viene allineata ai 36 mesi già previsti per le reti in alta e media pressione, in conformità ai requisiti minimi stabiliti dal regolamento europeo.

Tale orientamento, condiviso dagli operatori del settore, è stato poi reso cogente con la delibera 2 dicembre 2025, 532/2025/R/gas, che ha prorogato la RQDG 2020-2025, con minime modifiche, per gli anni 2026 e 2027, in linea con quanto adottato per la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas. Nella stessa delibera si è evidenziato che la regolazione della qualità predisposta dall'Autorità ha come obiettivo primario, da un lato, la garanzia della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione a tutela della salute e dell'incolumità pubblica e, dall'altro, la definizione di prestazioni di qualità commerciale che garantiscano un servizio adeguato ed efficiente ai clienti finali e ai consumatori allacciati alle reti di distribuzione. La regolamentazione europea, d'altro canto, ha come obiettivo primario l'attuazione di importanti politiche ambientali, che riguardano la generalità dei cittadini e l'ambiente. Alla luce di ciò, nel caso specifico delle emissioni di metano, le disposizioni del regolamento (UE) 2024/1787, pur costituendo un insieme di regole autonomo e indipendente, andranno, in sede di applicazione, opportunamente armonizzate e coordinate con quelle predisposte dall'Autorità, al fine di non pregiudicare le esigenze di sicurezza del servizio che quest'ultima mira a garantire con la predetta regolazione sulla qualità e che, nel bilanciamento degli interessi in gioco, deve ritenersi che assumano rilievo preminente.

Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Tariffe per il servizio di trasporto del gas

Le tariffe per il servizio di trasporto del gas naturale sono definite coerentemente con la delibera 4 aprile 2023, n. 139/2023/R/gas, con cui l'Autorità ha approvato la regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (RTTG 6PRT - 2024-2027), vigente dal 1° gennaio 2024.

Con la delibera 27 maggio 2025, n. 215/2025/R/gas, l'Autorità, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi dell'RTTG 6PRT, ha approvato i corrispettivi tariffari per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per l'anno 2026 e rideterminato i ricavi di riferimento relativi all'anno 2025.

Con la delibera 16 dicembre 2025, n. 556/2025/R/gas, l'Autorità ha disposto l'approvazione dei ricavi ammessi per il servizio di trasporto e misura del gas naturale relativi all'anno 2024, ai sensi dei criteri ROSS.

Inoltre, con la delibera 5 agosto 2025, n. 400/2025/R/gas e in ottemperanza alle sentenze del TAR Lombardia 7 marzo 2024, nn. 645, 646, 647, 648, 649, 650 e 23 marzo 2024, n. 878, l'Autorità ha disposto la chiusura del procedimento in materia di misure di economicità della tariffa di trasporto per i clienti a maggior consumo di gas naturale, riavviato con delibera dell'Autorità 23 aprile 2024, n. 156/2024/R/gas, senza l'adozione di alcuna misura di economicità. Conseguentemente, sono stati confermati i criteri di regolazione tariffaria del servizio di trasporto del gas naturale di cui alle delibere 3 agosto 2017, n. 575/2017/R/gas, per il periodo 2018-2019, e 28 marzo 2019, n. 114/2019/R/gas, per il periodo 2020-2023.

Tariffe per il servizio di stoccaggio del gas

Con la delibera n. 137/2025/R/gas, l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (RTSG 6PRS 2026-2029), decorrente dal

1° gennaio 2026. In un quadro di sostanziale stabilità rispetto ai criteri vigenti, l'Autorità ha introdotto i seguenti elementi principali di novità:

- l'allineamento ai criteri ROSS per la durata del periodo regolatorio, il trattamento delle partite inflattive, le voci di costo operativo escluse dal riconoscimento tariffario e le modalità di attivazione del parametro *Y*;
- l'introduzione di un meccanismo di incentivazione all'efficienza degli investimenti, che prevede un sistema simmetrico di premi-penalità, con implementazione graduale per gli anni 2026 e 2027, e un potenziamento dello stesso in caso di contenimento della stima dei costi in fase di progettazione e autorizzazione, nonché la possibilità di *reopener* della stima di costo di riferimento;
- l'introduzione di una nuova categoria di cespite con vita utile inferiore a quella di pozzi e condotte per interventi di manutenzione straordinaria, per il mantenimento in esercizio e allungamento vita utile degli *asset* che non ne comportino la sostituzione o il rifacimento;
- il superamento del meccanismo di conguaglio su livello ricavi di riferimento dell'anno successivo e l'introduzione di un meccanismo di compensazione degli scostamenti con Cassa attraverso il fattore copertura dei ricavi.

Con la delibera 1° aprile 2025, n. 140/2025/R/gas, l'Autorità ha approvato la rideterminazione in via definitiva dei ricavi delle imprese di stoccaggio del gas naturale per l'anno 2024.

Con la delibera 29 luglio 2025, n. 367/2025/R/gas, l'Autorità ha approvato i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi al 2026, nonché la rideterminazione dei ricavi d'impresa 2025 (sulla base degli incrementi patrimoniali di consuntivo, rilevanti ai fini della determinazione del fattore di copertura dei ricavi del 2025) e ha rilasciato il nulla osta all'erogazione delle spettanze del fattore di copertura dei ricavi del 2024, ai sensi della RTSG 6PRS.

Tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL

Mediante la delibera 9 maggio 2023, n. 196/2023/R/gas, l'Autorità ha adottato i criteri di regolazione tariffaria del servizio di rigassificazione del GNL per il sesto periodo di regolazione (RTRG 6PR GNL 2024-2027), decorrente dal 1° gennaio 2024, successivamente integrati con la delibera 25 giugno 2024, n. 253/2024/R/gas. Con quest'ultima delibera, l'Autorità ha previsto l'allineamento ai criteri ROSS delle partite inflattive e, al fine di consentire alla tariffa di riflettere i costi propri del servizio, un meccanismo per regolare gli scostamenti derivanti dalla rideterminazione dei ricavi di riferimento, per tener conto di eventuali modifiche del WACC, dell'inflazione e dei dati patrimoniali di consuntivo.

Con la delibera 1° aprile 2025, n. 136/2025/R/gas, l'Autorità ha approvato la rideterminazione in via definitiva dei ricavi delle imprese di rigassificazione per l'anno 2024, per i terminali di Panigaglia, Rovigo, Livorno e Piombino.

Mediante la delibera 1° luglio 2025, n. 293/2025/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2026 (ai sensi della RTRG 6PR GNL) per i terminali di Panigaglia, Rovigo, Livorno e Piombino e ha determinato le spettanze dei fattori di copertura dei ricavi e dei conguagli relativi all'anno 2024.

Successivamente, con la delibera 29 luglio 2025, n. 369/2025/R/gas, l'Autorità ha disposto l'approvazione della tariffa per il servizio di rigassificazione del GNL per l'anno 2026 e la rideterminazione dei ricavi di riferimento relativi all'anno 2025 per il terminale FSRU di Ravenna, escludendo i costi relativi alle opere accessorie al terminale (quali la nuo-

va piattaforma funzionale all'ormeggio e al trasporto del gas naturale, l'adeguamento della piattaforma esistente di supporto logistico alle operazioni e la diga frangiflutti di protezione). Tutto ciò in considerazione dell'iter di aggiornamento dell'ambito della Rete Nazionale di gasdotti per l'anno 2025 in corso e della relativa richiesta di aggiornamento avanzata dalla società Snam Rete Gas, riguardante le suddette opere accessorie. Tali opere, con decreto direttoriale del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica del 9 settembre 2025, sono state incluse nel perimetro della Rete Nazionale di gasdotti e, quindi, definitivamente riallocate dall'attività di rigassificazione a quella di trasporto gas.

Tariffe per il servizio di distribuzione del gas

Con la delibera 27 dicembre 2019, n. 570/2019/R/gas, l'Autorità ha definito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025. Con la delibera 29 dicembre 2022, 737/2022/R/gas, è stata approvata la nuova versione della regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il periodo di regolazione 2020-2025, in vigore dal 1° gennaio 2023.

Nel corso del 2025, è stato concluso il procedimento (avviato con la delibera 11 giugno 2024, n. 231/2024/R/gas) finalizzato a dare esecuzione alle sentenze del Consiglio di Stato, sez. II, nn. 10185/2023, 10293/2023, 10294/2023, 10295/2023 e 1450/2024, in materia di tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale. Tale procedimento interessa soprattutto aspetti inerenti alla determinazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione per il periodo di regolazione 2020-2025, di cui alla delibera n. 570/2019/R/ gas, in esito a un articolato contenzioso, intentato da una pluralità di operatori. In particolare:

- con la delibera 11 marzo 2025, n. 87/2025/R/gas, l'Autorità, a valle della pubblicazione del documento di consultazione 22 ottobre 2024, n. 427/2024/R/gas, ha concluso la prima fase del procedimento, finalizzata a colmare le lacune di istruttoria e motivazione rilevate dai giudici nelle sentenze sopra richiamate, procedendo, tra l'altro:
  - alla rideterminazione delle componenti tariffarie a copertura dei costi operativi per il servizio di distribuzione riconosciuti per gli anni dal 2020 al 2025, differenziate in funzione della dimensione dell'impresa e della densità di clientela servita;
  - alla rideterminazione dei tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*), differenziati per classe dimensionale delle imprese, da applicare ai fini degli aggiornamenti tariffari delle suddette componenti per gli anni successivi al 2020;
  - alla definizione di un meccanismo– vincolato ad alcune condizioni - che consenta di determinare un tasso di riduzione dei costi operativi riconosciuti, calcolato a partire dai dati della singola impresa (e non sulla base di dati "di settore") e che permetta di determinare, a fine periodo regolatorio, un costo riconosciuto per l'impresa in esame in linea con il suo costo effettivo sostenuto nel 2018, opportunamente aggiornato al 2025 per tener conto dell'inflazione;
- con la delibera 18 giugno 2025, n. 260/2025/R/gas, sono state accolte due istanze di ammissione al meccanismo di rideterminazione dell'*X-factor* sulla base del costo operativo unitario specifico dell'impresa, introdotto con la delibera n. 87/2025/R/gas;
- con il documento di consultazione 22 luglio 2025, n. 346/2025/R/gas, sono stati presentati gli orientamenti dell'Autorità in merito alla seconda direttrice di intervento riguardo all'incidenza delle peculiarità del territorio servito e degli oneri derivanti dagli obblighi di servizio, a garanzia del bilinguismo sui costi operativi del servizio di distribuzione del gas;

- con la delibera 18 novembre 2025, n. 496/2025/R/gas, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la delibera n. 231/2024/R/gas, prevedendo:
  - in relazione all'incidenza sui costi operativi delle peculiarità del territorio servito, di confermare i corrispettivi vigenti a copertura dei costi operativi riconosciuti, approvati con la delibera n. 87/2025/R/gas;
  - in relazione all'incidenza sui costi operativi degli oneri derivanti dagli obblighi di servizio a garanzia del bilinguismo, di riconoscere tali oneri su base addizionale rispetto ai costi operativi riconosciuti, approvati con la delibera n. 87/2025/R/gas, sulla base dei costi comunicati dalle imprese in un'apposita raccolta dati.

Tenuto conto della conclusione del periodo di regolazione (prevista per il 31 dicembre 2025), con la delibera 27 maggio 2025, n. 221/2025/R/gas, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il sesto periodo di regolazione. Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- svolgere specifici approfondimenti, al fine di valutare come le soluzioni regolatorie adottate per gli altri servizi infrastrutturali dell'energia, basate sull'approccio ROSS, possano essere adattate ai servizi di distribuzione e misura del gas;
- prorogare il periodo di vigenza dell'attuale regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2026 e 2027, al fine di poter svolgere un processo di consultazione adeguato, rispetto alle esigenze di effettiva partecipazione dei soggetti interessati, e di garantire la trasparenza e l'efficacia del processo di definizione della regolazione tariffaria per il sesto periodo di regolazione che si avvia dall'anno 2028.

Con la delibera 2 dicembre 2025, n. 532/2025/R/gas, a valle della pubblicazione del documento di consultazione 23 settembre 2025, n. 419/2025/R/gas, sono state pertanto approvate le modifiche alla regolazione tariffaria necessarie per il prolungamento della validità della regolazione vigente agli anni 2026 e 2027, che prevedono, tra l'altro:

- la definizione di tassi di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (*X-factor*) pari a 0% per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas;
- la definizione delle regole per la determinazione delle componenti a copertura dei costi operativi nelle gestioni d'ambito per il settimo e ottavo anno di affidamento;
- la riduzione dell'importo riconosciuto in acconto alle imprese distributrici a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche;
- l'aggiornamento dei parametri funzionali a definire il degrado graduale dello *stock* dei contributi esistenti al 31 dicembre 2011, ai sensi dell'art. 14 della RTDG;
- la conferma per i clienti finali della Regione Sardegna dei meccanismi di mitigazione degli impatti tariffari, derivanti dai maggiori costi per l'erogazione del servizio di distribuzione nell'isola, atti a consentire agli utenti sardi collegati alle reti di distribuzione tariffe in linea con ambiti tariffari con costi assimilabili, come individuati dalla regolazione tariffaria, ai sensi del DPCM 10 settembre 2025;
- per le reti isolate di gas naturale, la chiusura del procedimento avviato con la delibera n. 634/2021/R/gas, prevedendo che:
  - per le reti già in esercizio al 31 dicembre 2019, che abbiano presentato istanza di assimilazione alle reti interconnesse, ai sensi dell'art. 14 della delibera n. 570/2019/R/gas, il mantenimento del regime di assimilazione alle reti di distribuzione interconnesse;

  - per le reti non in esercizio al 31 dicembre 2019, la conferma del regime transitorio di assimilazione alle reti interconnesse di cui all'art. 19, comma 2, della RTDG, per cinque anni decorrenti dalla data di accoglimento delle istanze, prevedendo obblighi di informare in modo tempestivo i clienti finali in merito al possibile mutamento delle condizioni tariffarie applicate al termine dei cinque anni, in assenza di interconnessione con la rete di trasporto nazionale;
- il riconoscimento dei costi (di capitale e operativi) sostenuti dai gestori dei sistemi di distribuzione per l'attuazione del regolamento (UE) 2024/1787 sulla riduzione delle emissioni di metano nel settore dell'energia, attraverso gli istituti tariffari già previsti dalla regolazione o tramite eventuali meccanismi di riconoscimento specifici, rinviando a successivi approfondimenti la definizione delle modalità applicative di dettaglio.

In materia di determinazioni tariffarie, con la delibera 27 dicembre 2024, n. 587/2024/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 69 della RTDG e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, per l'anno 2025. Con lo stesso provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Attraverso la delibera 14 gennaio 2025, n. 3/2025/R/gas, sono stati approvati i valori del tasso di interesse da applicare per determinare il rimborso ai gestori uscenti degli importi per la copertura degli oneri di gara, di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale, 12 novembre 2011, n. 226, per l'anno 2025, in esito all'aggiornamento dei valori del WACC per gli anni 2025-2027 approvati con delibera n. 513/2024/R/com.

Con la delibera 18 marzo 2025, n. 98/2025/R/gas, sono state rideterminate le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2010-2023; ciò a seguito dell'accoglimento di alcune istanze di rideterminazione tariffaria connesse con il reperimento di documentazione contabile (in precedenza non disponibile) e di alcune richieste di rettifica relative a dati fisici e/o patrimoniali presentate dalle imprese distributrici e della rideterminazione dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione, ai sensi della delibera n. 87/2025/R/gas.

Con la delibera 27 maggio 2025, n. 216/2025/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento definitive per l'anno 2024, sulla base di quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG, considerando le richieste di rettifica dati presentate entro il 15 febbraio 2025 e tenendo conto della rideterminazione del tasso di variazione annuale dell'Indice di rivalutazione del capitale ai sensi della delibera n. 130/2025/R/com.

Con la delibera 24 giugno 2025, n. 274/2025/R/gas, sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2025, secondo quanto disposto dall'art. 3, comma 2, della RTDG, considerando le richieste di rettifica dati presentate entro il 15 febbraio 2025.

Con la delibera 8 luglio 2025, n. 321/2025/R/gas, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato attraverso la delibera n. 155/2024/R/gas per l'applicazione delle disposizioni di cui all'art. 22 del DL 13 giugno 2023, n. 69 (come convertito dalla legge 10 agosto 2023, n. 103), con riferimento ai Comuni appartenenti alla zona climatica F e classificati come territori montani ai sensi della legge n. 1102/1971, nonché ai Comuni che hanno presentato,

nei termini previsti, la domanda di contributo riguardo al completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno, ai sensi della delibera CIPE 5/2015. Tutto ciò prevedendo regole specifiche per l'applicazione del tetto all'ammontare dei costi di capitale riconosciuti nelle località in avviamento (ai sensi dell'art. 33 della RTDG) e garantendo il riconoscimento integrale dei costi effettivamente sostenuti in relazione a interventi funzionali a consentire le immissioni in rete di gas rinnovabili.

Con la delibera 21 ottobre 2025, n. 456/2025/R/gas, sono stati rideterminati i valori delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per gli anni tariffari dal 2009 al 2024, per effetto dell'accoglimento di richieste di rettifica dei dati fisici e patrimoniali, ai sensi dell'art. 4 della RTDG, e della correzione di errori materiali riscontrati nella procedura di calcolo.

Con la delibera 23 dicembre 2025, n. 574/2025/R/gas, sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'art. 42 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'art. 69 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'art. 47 della RTDG, per l'anno 2026, tenendo conto delle modifiche apportate alla RTDG con la delibera n. 532/2025/R/gas. Con lo stesso provvedimento è stato approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'art. 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

Servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas

Con la delibera 30 aprile 2025, n. 192/2025/R/gas, e con la delibera 15 luglio 2025, n. 331/2025/R/gas, sono stati approvati gli importi dei costi operativi riconosciuti riguardanti i sistemi di telelettura/telegestione e concentratori, rispettivamente per gli anni 2021 e 2022, nei limiti del tetto previsto dall'art. 31, comma 2, della RTDG 2020-2025.

Oneri generali di sistema

Anche gli oneri generali di sistema e le ulteriori componenti del settore gas, come previsto per il settore elettrico, sono stati aggiornati nel corso del 2025, con cadenza trimestrale, dalle delibere 599/2024/R/com, 131/2025/R/com, 281/2025/R/com e 429/2025/R/com.

Con la delibera 599/2024/R/com, l'Autorità ha, pertanto:

- adeguato in aumento l'aliquota della componente tariffaria UG1 a partire dal 1° gennaio 2025;
- ridefinito in aumento il valore della componente tariffaria RET a partire dal 1° luglio 2025.

Con la delibera 281/2025/R/com, l'Autorità:

- ha aggiornato la componente tariffaria RE in relazione a quanto previsto dal comma 5.1 della delibera 599/2024/R/com, che ha fissato, a decorrere dal 1° luglio 2025, il valore della componente RET a 2,7320 centesimi di euro/smc;

- in relazione a quanto previsto dal comma 5.1 della delibera 599/2024/R/com e dal precedente punto e considerate le classi di agevolazione per le imprese a forte consumo di gas naturale di cui al comma 2.3 dell'Allegato A alla delibera 541/2022/R/gas, ha definito la quota delle componenti RE e RET corrispondenti all'elemento RETEE, valida a decorrere dal 1° luglio 2025 e pari al 14,04% (in media) dell'aliquota totale delle medesime componenti.

La delibera 281/2025/R/com ha, inoltre, confermato tutti i valori delle restanti componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e delle ulteriori componenti del settore gas.

Agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale ("imprese gasivore")

Come evidenziato nella precedente *Relazione Annuale*, in attuazione di quanto previsto dall'art. 21, della legge 167/17, il Ministro della transizione ecologica ha adottato, in data 21 dicembre 2021, il decreto n. 541 (di seguito: decreto 541/2021) recante la "rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema gas applicati alle imprese a forte consumo di gas naturale" (di seguito anche: "imprese gasivore").

Con la delibera 2 novembre 2022, 541/2022/R/gas, l'Autorità ha adottato le disposizioni necessarie ad attuare il nuovo meccanismo di agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale, di cui al decreto del Ministro della transizione ecologica 541/2021. La delibera 541/2022/R/gas descrive dettagliatamente nell'Allegato A, che forma parte integrante e sostanziale della suddetta delibera, le disposizioni attuative valide sia per il periodo transitorio di applicazione delle agevolazioni per l'anno 2023, sia per la situazione a regime.

La sopracitata delibera 541/2022/R/gas rimanda a un successivo provvedimento, su proposta congiunta di ENEA e CSEA redatta nel quadro di collaborazione definito dal protocollo di intesa, per definire le modalità di verifica e i necessari obblighi informativi in capo alle imprese a forte consumo di energia, al fine di accertare le condizioni le previste dall'art. 8, comma 4, del decreto 541/2021, nonché la documentazione atta a certificare l'avvenuta realizzazione dell'intervento di efficienza energetica previsto in diagnosi da esibire in caso di controllo.

Ai fini dei controlli sulle misure di efficienza energetica dichiarati dalle imprese che intendono accedere alla predetta misura agevolativa, la delibera 541/2022/R/gas prevede anche una collaborazione tra l'ENEA, che gestisce l'intero meccanismo delle diagnosi energetiche ai sensi dell'art. 8 del decreto legislativo n. 102/2014, e la CSEA, cui sono affidate le istruttorie per l'ammissione dei soggetti beneficiari e sulla cui base costituisce e aggiorna l'Elenco delle imprese a forte consumo di gas naturale. In particolare, ai sensi dell'art. 9, comma 4, del decreto 541/2021, ENEA è tenuta ad accertare le condizioni previste dall'art. 8, comma 4, del medesimo decreto in materia di misure per l'uso efficiente dell'energia che le imprese gasivore devono adottare per essere ammesse alle predette agevolazioni. A tal fine, l'ENEA comunica alla CSEA le informazioni necessarie per l'eventuale restituzione del beneficio riconosciuto, nel caso in cui le imprese gasivore non abbiano ottemperato a quanto previsto in tema di efficienza energetica.

Nel corso del 2025, con determina DSME 30 settembre 2025, n. 5/2025, ai fini della raccolta dati per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale per la competenza 2026, è stato

stabilito il prezzo di riferimento del gas naturale di cui all'art. 5, comma 1, lettere a), del decreto 541/2021, sulla base delle modalità di applicazione del prezzo di riferimento di cui alla delibera 541/2022/R/gas. Quest'ultima prevede l'utilizzo dei prezzi medi delle rilevazioni Eurostat, nonché il livello del contributo a carico delle imprese a forte consumo di gas naturale, concernente la copertura dei costi amministrativi sostenuti dalla CSEA per la costituzione e l'aggiornamento dell'elenco per l'annualità di competenza 2026, ivi inclusi i costi diretti sostenuti da ENEA per le attività di controllo previste dal comma 9.4, del decreto 541/2021.

Infine, con la determina DSME 30 dicembre 2025, n. 9/2025, in attuazione di quanto previsto dal punto 2.2 della delibera 541/2022/R/gas, è stato definito che: i) ai fini dei controlli di cui all'art. 8, comma 2, lettere a) e b) del decreto 541/2021, si faccia riferimento alle verifiche indicate nell'Allegato tecnico aggiornato al Protocollo di intesa predisposto congiuntamente tra ENEA e CSEA, che sostituisce quello precedentemente approvato con la determina DSME 23 aprile 2024, n. 2/2024; e ii) che CSEA gestisca gli adempimenti e le scadenze indicate in coerenza e nel rispetto delle preclusioni e delle decadenze previste dalla delibera 541/2022/R/gas.

Progetti pilota per l'ottimizzazione della gestione e l'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas

Con la delibera 2 agosto 2022, n. 404/2022/R/gas, l'Autorità ha definito la regolazione inerente allo sviluppo di progetti pilota di carattere sperimentale, finalizzati all'ottimizzazione della gestione e all'utilizzo innovativo delle infrastrutture del gas esistenti, in relazione alle prospettive di transizione energetica e decarbonizzazione dell'economia, soprattutto del settore energetico. Al termine del processo di valutazione delle istanze trasmesse all'Autorità, con la delibera 12 dicembre 2023, n. 590/2023/R/gas, sono risultati ammissibili 21 progetti.

Con la delibera 16 aprile 2024, n. 147/2024/R/gas, è stato erogato l'acconto *ex ante* ai Titolari di progetto nella misura del 30% rispetto al totale erogabile ed è stato, altresì, fissato al 30 giugno 2024 il termine per la trasmissione all'Autorità della prima Rendicontazione intermedia.

Con la determina 16 dicembre 2024, n. 6/2024 – DINE, sono stati posticipati i termini per la trasmissione da parte dei Titolari di progetto della Seconda relazione intermedia (tecnica) al 30 aprile 2025 e quelli per la trasmissione da parte dei Titolari di progetto della Rendicontazione intermedia (economica) al 30 giugno 2025.

L'esame delle Seconde relazioni intermedie (tecniche) e delle Rendicontazioni intermedie (economiche), trasmesse dai Titolari di progetto all'Autorità, ha evidenziato che:

- 8 progetti sono risultati in linea rispetto ai relativi cronoprogrammi approvati e hanno concluso la fase di realizzazione e messa in servizio delle sperimentazioni;

- 5 progetti sono risultati non in linea (taluni in modo rilevante) rispetto ai relativi cronoprogrammi approvati, per cause sostanzialmente riconducibili ad aspetti autorizzativi e/o di approvvigionamento di forniture;
- 6 progetti, riconducibili alla fattispecie c.d. *reverse flow*, sono risultati anch'essi non in linea rispetto ai relativi cronoprogrammi approvati, a causa di alcune incertezze di natura operativa e contabile relative alla gestione dell'immissione di gas naturale in condizioni di inversione di flusso da reti di distribuzione verso la rete di trasporto.

Inoltre, 2 progetti sono stati ritirati dalle sperimentazioni da parte del relativo Titolare di progetto.

La delibera 30 settembre 2025, n. 433/2025/R/gas, anche allo scopo di consentire la prosecuzione delle sperimentazioni per i progetti in ritardo rispetto ai propri cronoprogrammi iniziali, ha pertanto previsto di:

- procedere, per gli 8 progetti le cui tempistiche risultano in linea rispetto ai relativi cronoprogrammi approvati e che risultano aver concluso la fase di realizzazione e messa in servizio delle sperimentazioni, dando seguito alle richieste del secondo acconto presentate dai Titolari di progetto;
- consentire ai Titolari degli altri 11 progetti di poter dimostrare, con la Terza Relazione intermedia (da trasmettere all'Autorità entro il mese di gennaio 2026), l'avvenuto avvio della c.d. fase di esercizio delle sperimentazioni entro il 31 dicembre 2025.

Gare per ambito di concessione del servizio di distribuzione

Con la delibera 1° aprile 2025, 142/2025/R/gas, l'Autorità, successivamente alla delibera 16 luglio 2024, 296/2024/R/gas del cui contenuto è stata data evidenza nella precedente *Relazione Annuale*, ha emanato il Testo integrato gare gas che introduce, tra l'altro, specifiche previsioni riguardanti gli aggiornamenti dei valori di VIR.

In particolare, l'aggiornamento dei valori di VIR, sia in sede di presentazione degli atti di gara per le verifiche dell'Autorità sia in sede di successiva pubblicazione del bando di gara, deve fare riferimento alle previsioni contenute nel chiarimento dell'Autorità, sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, recante l'"Aggiornamento VIR" e pubblicato in data 17 dicembre 2024 sul sito Internet dell'Autorità.

Parere dell'Autorità sulla modifica del decreto 226/11

L'art. 46-*bis*, comma 1, del decreto n. 159/07, relativamente alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione previste dall'art. 14, comma 1 del decreto legislativo 164/00, dispone che siano individuati criteri di gara e di valutazione dell'offerta del servizio di distribuzione del gas, che tengano conto, in maniera adeguata, oltre che

delle condizioni economiche offerte (e in particolare quelle a vantaggio dei consumatori), anche degli standard qualitativi e di sicurezza del servizio e dei piani di investimento e sviluppo delle reti e degli impianti.

In attuazione del quadro normativo primario, è intervenuto il decreto 226/11, con cui i Ministri dello sviluppo economico e dei rapporti con le Regioni hanno adottato, sentita l'Autorità, il regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale.

Nel dettaglio, il regolamento di cui al decreto 226/11 (nel seguito, anche "vigente regolamento sui criteri di gara") contiene la disciplina speciale di riferimento per le procedure a evidenza pubblica d'ambito, volte all'affidamento del servizio di distribuzione del gas.

In seguito, l'art. 6 della legge 118/22 ha introdotto alcune disposizioni volte, da un lato, a valorizzare le reti di distribuzione del gas di proprietà degli Enti locali e, dall'altro, a rilanciare gli investimenti nel settore della distribuzione del gas naturale, accelerando al contempo le procedure per l'effettuazione delle gare per il servizio di distribuzione di gas naturale previste dal vigente regolamento sui criteri di gara.

In particolare, l'art. 6, comma 4, della legge 118/22 demanda a un apposito decreto del Ministro della transizione ecologica (ora "Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica") e del Ministro per gli affari regionali e le autonomie, sentita l'Autorità, l'aggiornamento dei criteri di gara previsti dal regolamento di cui al citato decreto 226/11, *"prevedendo in particolare l'aggiornamento dei criteri di valutazione degli interventi di innovazione tecnologica previsti dall'art. 15, comma 3, lettera d), del citato regolamento di cui al decreto interministeriale n. 226 del 2011, al fine di valorizzare nuove tipologie di intervento più rispondenti al rinnovato quadro tecnologico".*

Con comunicazione del 17 aprile 2025, il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ha trasmesso all'Autorità, ai sensi dell'art. 46-*bis*, comma 1, del decreto-legge 159/07 e dell'art. 6, comma 4, della legge 118/22, lo schema di regolamento recante "Modificazioni al decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale 12 novembre 2011, n. 226, in materia di criteri di gara e valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale" e i relativi allegati (di seguito: schema di regolamento).

Con la delibera 27 maggio 2025, 224/2025/I/gas, l'Autorità ha espresso parere favorevole allo schema di regolamento, ai sensi dell'art. 46-bis, comma 1, del decreto n. 159/07 e dell'art. 6, comma 4, della legge 118/22.

Provvedimenti dell'Autorità in tema di gare gas

I provvedimenti adottati nel corso del 2025 e nei primi mesi del 2026 in materia di gare per ambito di concessione hanno riguardato le attività di analisi svolte dall'Autorità, ai sensi del decreto legislativo 164/00 e del decreto interministeriale 226/11, relative alla valutazione degli scostamenti tra valore di rimborso e RAB e alla valutazione della documentazione di gara.

In relazione alla prima attività, con le delibere 28 gennaio 2025, 19/2025/R/gas, 28 gennaio 2025, 20/2025/R/gas, 28 gennaio 2025, 21/2025/R/gas, 18 febbraio 2025, 51/2025/R/gas, 27 febbraio 2025, 65/2025/R/gas, 27

febbraio 2025, 66/2025/R/gas, 27 febbraio 2025, 67/2025/R/gas, 11 marzo 2025, 90/2025/R/gas, 18 marzo 2025, 101/2025/R/gas, 25 marzo 2025, 115/2025/R/gas, 25 marzo 2025, 116/2025/R/gas, 1° aprile 2025, 141/2025/R/gas, 8 aprile 2025, 158/2025/R/gas, 15 aprile 2025, 172/2025/R/gas, 3 giugno 2025, 232/2025/R/gas, 18 giugno 2025, 263/2025/R/gas, 5 agosto 2025, 394/2025/R/gas, 9 settembre 2025, 403/2025/R/gas, 9 settembre 2025, 404/2025/R/gas, 23 settembre 2025, 422/2025/R/gas, 7 ottobre 2025, 444/2025/R/gas, 21 ottobre 2025, 458/2025/R/gas, 21 ottobre 2025, 459/2025/R/gas, 11 novembre 2025, 485/2025/R/gas, 18 novembre 2025 500/2025/R/gas, 25 novembre 2025, 515/2025/R/gas, 9 dicembre 2025, 544/2025/R/gas, 9 dicembre 2025, 545/2025/R/gas, 10 febbraio 2026, 24/2026/R/gas, 10 febbraio 2026, 25/2026/R/gas, 24 marzo 2026, 88/2026/R/gas, 24 marzo 2026, 89/2026/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni inerenti ai valori di rimborso con scostamenti maggiori del 10% rispetto alla RAB, ai sensi di quanto previsto dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo 164/00, come successivamente integrato e modificato, rispettivamente in riferimento ai Comuni dei seguenti ambiti:

- ATEM Ferrara (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Perugia 1 – Città di Perugia e Nord-Ovest (per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Pordenone (per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Verbano Cusio Ossola (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Modena 2 – Sud (per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Reggio nell'Emilia (per reti di proprietà dei gestori e per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Torino 6 – Po Orientale (per reti di proprietà dei gestori e per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Torino 4 – Nord-Ovest (per reti di proprietà dei gestori e per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Varese 2 – Centro (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Cuneo 2 – Città di Cuneo e Sud (per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Savona 1 – Sud-Ovest (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Asti (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Torino 3 – Sud-Ovest (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Como 3 – Impianto di Cernobbio e Nord - Sondrio (per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Como 2 – Como e Olgiatese (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Milano 3 – Provincia Sud (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Piacenza 1 – Ovest (per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Varese 2 – Centro (per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Fermo (per reti di proprietà dei gestori e per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Firenze 1 – Città e Impianto di Firenze e Firenze 2 – Provincia (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Monza – Brianza 1 – Est (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Milano 3 - Provincia Sud (per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Reggio nell'Emilia (per reti di proprietà dei gestori e per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Potenza 1- Nord (per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Potenza 2 – Sud (per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Cremona 2 - Centro e Cremona 3 - Sud (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Vercelli (per reti di proprietà dei gestori e per reti di proprietà degli Enti);
- ATEM Varese 1 – Nord (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Savona 2 – Nord-Est (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM TERNI (per reti di proprietà degli Enti);

- ATEM Lecco 1 – Nord (per reti di proprietà dei gestori);
- ATEM Verbano Cusio Ossola (per reti di proprietà degli Enti).

Con riferimento, invece, all'attività di analisi della documentazione di gara *ex* art. 9, comma 2, del decreto interministeriale 226/11, con le delibere 18 giugno 2025, 264/2025/R/gas, 5 agosto 2025, 393/2025/R/gas, 9 settembre 2025, 405/2025/R/gas, 16 settembre 2025, 411/2025/R/gas, 25 novembre 2025, 514/2025/R/gas, 30 dicembre 2025, 589/2025/R/gas, 30 dicembre 2025, 590/2025/R/gas, l'Autorità ha espresso le proprie osservazioni in merito alla documentazione di gara inviata, ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del decreto 12 novembre 2011, n. 226, con riferimento ai seguenti ambiti:

- ATEM Imperia;
- ATEM Pescara;
- ATEM Torino 6 – Po Orientale;
- ATEM Pordenone;
- ATEM Savona 1 – Sud-Ovest;
- ATEM Brindisi;
- ATEM Potenza 1 – Nord;

Iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB maggiori al 10%

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB prevede la valutazione della documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità e la gestione dell'attività istruttoria.

Come è noto, tale procedimento è propedeutico al processo di verifica dei Bandi di gara, di cui all'art. 9, comma 2, del decreto 226/11 e successive modifiche e integrazioni.

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB interessa attualmente una cinquantina di stazioni appaltanti, con le quali è in corso un'intensa e continua attività di interlocuzione, al fine di snellire il processo di valutazione di tali scostamenti e giungere alla conclusione dei procedimenti in corso.

In particolare per tali procedimenti, l'attività istruttoria prevede, alla luce delle novità regolamentari introdotte dalla delibera 296/2024/R/gas, l'applicazione da parte degli uffici dell'Autorità, a ogni Comune in regime ordinario soggetto alle valutazioni della medesima Autorità, del *test* "Analisi per indici" di cui alla delibera 296/2024/R/gas.

In esito a tale test, si richiede alle stazioni appaltanti, contattate preventivamente al fine di informarle in modo adeguato sulla procedura seguita dagli Uffici dell'Autorità, la conferma dei valori di VIR presi a riferimento per lo sviluppo dei test.

Per i Comuni che non abbiano superato il test, viene avviata un'attività di valutazione volta a completare l'iter di valutazione in tempi rapidi.

CAPITOLO **05**

Aspetti comuni della regolazione infrastrutturale nell'energia elettrica e nel gas

Settoriale

Revisione delle modalità di rivalutazione del capitale investito

Con la delibera 27 marzo 2025, n. 130/2025/R/com, l'Autorità ha chiuso il procedimento avviato mediante la delibera 30 luglio 2024, n. 339/2024/R/com, in merito all'eventuale revisione dei criteri di rivalutazione dei costi di capitale per i servizi infrastrutturali dei settori dell'energia elettrica e del gas. Per tali servizi, si prevede che, a decorrere dalla rivalutazione dei costi di capitale all'anno 2024 (rilevante per l'anno tariffario 2025), venga utilizzato l'Indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione europea e relativo all'Italia (IPCA Italia), facendo riferimento all'indice generale pubblicato da Eurostat, in luogo del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat e alla luce della variabilità mostrata da tale indice negli ultimi anni.

Pertanto, ai fini delle determinazioni tariffarie per i servizi infrastrutturali nei settori dell'energia elettrica e del gas, l'indice per la rivalutazione del capitale investito è assunto:

- fino alla rivalutazione dei costi di capitale all'anno 2023 incluso, pari al tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi rilevato dall'Istat e riferito agli ultimi quattro trimestri disponibili sulla base del calendario di pubblicazione dell'Istat;
- a decorrere dalla rivalutazione dei costi di capitale all'anno 2024, pari al tasso di variazione dell'IPCA Italia, facendo riferimento all'indice generale pubblicato da Eurostat.

In attuazione dei principi sopra riportati, l'Autorità ha, quindi, definito i tassi di rivalutazione del capitale per i diversi servizi infrastrutturali regolati, con riferimento agli anni tariffari 2024 e 2025, facendo riferimento agli ultimi dati disponibili.

In particolare, per tutti i servizi soggetti a regolazione ROSS, l'Autorità ha definito i parametri comuni in materia di aggiornamento della *baseline* dei costi di capitale e dei costi operativi, rappresentati dal tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale per gli anni tariffari 2024 e 2025 e dal tasso di variazione dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati per l'anno tariffario 2024.

Con riferimento al tasso di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale per l'anno tariffario 2025, l'Autorità ha previsto, riguardo ai servizi di distribuzione e misura del gas naturale e al servizio di stoccaggio di quest'ultimo, di considerare sia la variazione dell'IPCA Italia relativa all'anno 2024 rispetto all'anno 2023, sia la variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi relativa ai trimestri dell'anno 2023 non considerati per l'ultimo aggiornamento tariffario precedente (c.d. raccordo), in coerenza con le modalità illustrate mediante la delibera 31 ottobre 2023, n. 497/2023/R/com, per i servizi soggetti alla regolazione ROSS.

Infine, per quanto riguarda i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, l'Autorità, allo scopo di garantire la prevedibilità delle determinazioni tariffarie, ha previsto che, a partire dal 2026, in sede di determinazione delle tariffe obbligatorie (di cui all'art. 3, comma 1, della RTDG e in coerenza con quanto stabilito dall'art. 16, comma 3, del TIROSS), venga utilizzato un tasso medio di variazione dell'indice di rivalutazione del capitale con base 1 nell'anno *t-1*, definito secondo i valori dell'indice del medesimo anno *t-1* più aggiornati a disposizione e considerando le aspettative di andamento dei prezzi al consumo in Italia rese disponibili dalla Banca d'Italia.

Determinazione e aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito nel secondo periodo di regolazione (2PWACC)

Con la delibera 23 dicembre 2021, n. 614/2021/R/com, l'Autorità ha approvato i "Criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027)".

Il provvedimento ha fissato in sei anni (2022-2027) la durata del periodo regolatorio del WACC, disponendone, nel rispetto dei principi di prevedibilità e trasparenza, la suddivisione in due sub-periodi di durata triennale (2022-2024 e 2025-2027), allo scopo di consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale. Con la delibera 28 novembre 2024, n. 513/2024/R/com, l'Autorità ha aggiornato, per il sub-periodo 2025-2027, i parametri comuni a tutti i servizi regolati, confermando il meccanismo di *trigger* (ossia l'aggiornamento annuale del WACC qualora, dall'aggiornamento di determinati parametri, si determini una variazione del WACC almeno per un servizio regolato pari a minimo 50 punti base) per gli anni 2026 e 2027. Inoltre, con la delibera di cui sopra e ai sensi della delibera n. 614/2021/R/com, l'Autorità ha approvato i criteri di determinazione dei parametri beta di tutti i servizi infrastrutturali energetici, disponendone la rideterminazione sulla base di tali nuovi criteri.

Con la delibera 4 novembre 2025, n. 476/2025/R/com, l'Autorità ha verificato i parametri rilevanti ai fini dell'attivazione del *trigger* del WACC per l'anno 2026, concludendo che non sussistono le condizioni per l'attivazione del meccanismo e confermando, pertanto, i valori del WACC in vigore nel sub-periodo 2025-2027, come riportati nella tavola 5.1.

TAV. 5.1 *Valori del WACC per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas*

SERVIZIO	2025-2027(*)
Trasmissione energia elettrica	5,5%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%
Stoccaggio	6,1%
Rigassificazione	6,2%
Trasporto gas	5,5%
Distribuzione e misura gas	5,9%

(*) Salvo attivazione del *trigger* nell'anno 2027

Fonte: ARERA.

Regolazione dell'*unbundling*

Separazione funzionale

Con la delibera 4 novembre 2025, n. 475/2025/E/com, l'Autorità ha intimato a una serie di imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas l'obbligo di invio delle comunicazioni previste dal TIUF (Allegato A alla delibera 22 giugno 2015, n. 296/2015/R/com) a carico delle imprese esercenti almeno una delle attività di cui all'art. 4, comma 1, dello stesso TIUF, al fine di verificare il corretto adempimento degli obblighi a loro carico in materia di separazione funzionale. In particolare, l'Autorità ha intimato: 1) alle imprese elencate nell'Allegato A al provvedimento di trasmettere le informazioni di stato relative alla separazione funzionale, necessarie per individuare le società effettivamente soggette agli obblighi di separazione funzionale e 2) alle imprese elencate nell'Allegato B al medesimo provvedimento di trasmettere le raccolte annuali di separazione funzionale indicate, relative al 2025, cui sono tenute sulla base delle disposizioni del TIUF, e, specificamente, la raccolta "Adempimenti al TIUF" e la raccolta "*Relazione annuale* sulle misure adottate".

Separazione contabile

Con la delibera 30 aprile 2025, n. 188/2025/R/com, l'Autorità ha apportato alcune modifiche al TIUC (Allegato A alla delibera 24 marzo 2016, n. 137/2016/R/com) finalizzate ad aggiornare, a partire dall'esercizio contabile 2024, le definizioni di alcune attività e comparti per le operazioni di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, nonché per le attività di trasporto, rigassificazione e misura del gas naturale.

CAPITOLO **06**

Regolazione nel servizio idrico

Settoriale

Assetti locali e rapporti istituzionali

Monitoraggio e governance degli assetti locali

L'art. 172, comma 3-bis, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, come modificato dal decreto legge 12 settembre 2014, n. 133[1], prevede che, entro il 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno, l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (di seguito: Autorità) presenti alle Camere una Relazione sul rispetto delle prescrizioni stabilite dallo stesso decreto legislativo n. 152/06, in particolare a carico:

- delle regioni, per la costituzione degli enti di governo dell'ambito (EGA);
- degli EGA, per l'affidamento del servizio idrico integrato (SII);
- degli enti locali, in relazione alla partecipazione agli EGA e in merito all'affidamento in concessione d'uso gratuito delle infrastrutture del servizio idrico integrato ai gestori affidatari del servizio.

L'Autorità, che a partire dal 2015 provvede stabilmente alla redazione di specifiche relazioni presentate alle Camere, con riferimento alla situazione registrata nei due semestri del 2025, ha predisposto rispettivamente le relazioni 22 luglio 2025, 348/2025/I/idr e 10 febbraio 2026, 26/2026/I/idr, evidenziando, da un lato, i miglioramenti venuti in rilievo nella riorganizzazione della governance di settore, dall'altro, le criticità ancora riscontrate in ordine alla corretta redazione e all'aggiornamento degli atti necessari all'adozione delle scelte di programmazione e di gestione del servizio idrico integrato, che – unitamente ad altri elementi – contribuiscono a incrementare i differenziali nei livelli di prestazione del servizio e nella possibilità di accesso ai servizi idrici tra le diverse aree del Paese (c.d. Water Service Divide)[2].

L'attività di monitoraggio – svolta dall'Autorità mediante l'analisi dei dati e delle informazioni direttamente trasmesse dagli EGA, ovvero da altri soggetti territorialmente competenti secondo la legislazione regionale – ha confermato, in generale, il definitivo completamento dei percorsi di adesione degli enti locali ai relativi EGA in tutte le aree territoriali del Paese.

Riguardo, inoltre, al profilo del rispetto delle prescrizioni attribuite alle Regioni, nelle relazioni di monitoraggio semestrali si è osservato, in particolare, come il processo di razionalizzazione del numero degli ambiti territoriali ottimali (ATO), attualmente pari a 62, non appaia più dotato della spinta degli anni passati. In particolare, si fa riferimento, oltre che all'ultradecennale stallo della Regione Lazio, anche al nuovo assetto delineato dalla

1 Convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164.

2 Al fine di superare tali criticità, il legislatore ha varato alcune misure per il rafforzamento del processo di industrializzazione del settore e ridurre il divario esistente (Water Service Divide) tra il Centro-Nord e il Mezzogiorno, come previsto nelle azioni di riforma del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR). Il riferimento, in particolare, è:
   - alla previsione di cui all'art. 22, comma 1-quinquies, del decreto legge 6 novembre 2021, n. 152, che ha fissato un termine (1° luglio 2022) entro il quale l'EGA era tenuto a esprimersi sulla ricorrenza dei requisiti per la salvaguardia delle gestioni in forma autonoma di cui al comma 2-bis, lettera b), dell'art. 147 del decreto legislativo 152/06, nonché un successivo termine (30 settembre 2022) entro il quale il richiamato ente era tenuto a provvedere ad affidare al gestore unico tutte le gestioni non fatte salve ai sensi del citato comma 2-bis;
   - alle disposizioni di "rafforzamento della governance della gestione del servizio idrico integrato" introdotte dall'art. 14 del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115, con l'obiettivo di superare le perduranti situazioni inerziali con riferimento alle procedure di affidamento del servizio idrico integrato.

legislazione regionale della Lombardia, che prevede un'articolazione dell'organizzazione territoriale del servizio idrico integrato di dimensioni anche inferiori al territorio provinciale, configurando profili di potenziale criticità con la disciplina di riordino della materia dei servizi pubblici locali (decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201). Si rammentano inoltre le persistenti criticità in ordine alla conclusione del percorso avviato verso la piena operatività di taluni EGA presenti nei territori di Campania e Sicilia, risultando invece superati, rispetto alla situazione rappresentata nelle annualità precedenti, i relativi profili di criticità nella Regione Calabria.

È stato evidenziato, inoltre, come la disciplina di riordino (decreto legislativo n. 201/22) e i tentativi di rafforzamento delle leve di attivazione dei poteri sostitutivi (decreto legge n. 115/22) non appaiano tali da aver generato le condizioni per il superamento delle annose criticità del settore in materia di affidamenti del servizio.

Dal complessivo panorama nazionale emerso nei monitoraggi semestrali effettuati nel corso del 2025, è emerso un quadro che può essere così sintetizzato, in ordine alle seguenti casistiche:

- mancato affidamento sia del servizio idrico integrato, sia al gestore unico di ambito:
  al superamento di queste situazioni erano finalizzate anche alcune misure previste nell'ambito del PNRR, nonché l'ulteriore disciplina di rafforzamento della governance richiamata in precedenza, che solo parzialmente hanno trovato applicazione nei diversi contesti territoriali;
- individuazione di gestori salvaguardati del servizio idrico integrato, ma non del gestore unico:
  non risultano pochi gli ATO in cui gli affidamenti originariamente attribuiti a soggetti che non integravano i criteri dell'unicità, ma possedevano quelli della capacità gestionale e realizzativa, nonché quello di promuovere i previsti miglioramenti di qualità del servizio, stanno giungendo a scadenza (o sono scaduti da poco); ferme restando le deroghe espressamente previste per legge, la perdurante inerzia nell'assegnazione della gestione del servizio idrico integrato a un soggetto unico rischia di pregiudicare la capacità di questi territori di proseguire, ed eventualmente rafforzare, il trend di crescita degli investimenti e di miglioramento delle performance; le relazioni hanno dato atto, tuttavia, che almeno in taluni contesti i soggetti territorialmente competenti hanno avviato un percorso volto al superamento della frammentazione gestionale esistente secondo un cronoprogramma mirato al trasferimento a favore del nuovo gestore individuato per l'affidamento;
- individuazione di gestioni autonome e persistenza di quelle che, pur non avendone conseguito la qualificazione, proseguono di fatto nelle attività:
  si tratta di processi di qualificazione gestionali molto risalenti e relativi a singole amministrazioni locali, che hanno sempre ritenuto di avere le caratteristiche necessarie per non dover confluire nel gestore integrato; tali processi avrebbero dovuto completarsi dopo le scadenze previste nel corso del 2022; è emerso, invece, che sono ancora in corso numerose verifiche istruttorie sul possesso dei requisiti per la salvaguardia oppure che, pur essendo concluse, tali istruttorie sono ora oggetto di contenzioso da parte dei soggetti non riconosciuti come salvaguardati. In diversi casi, il giudice amministrativo non si è ancora pronunciato definitivamente al riguardo;
- affidamento del servizio idrico integrato al gestore unico, cui si accompagna un processo di consolidamento che coinvolge altri gestori che, transitoriamente, restano attivi sul territorio:
  l'affidamento al gestore unico può avvenire in situazioni in cui sia necessario un arco di tempo congruo per poter procedere all'accorpamento dei gestori preesistenti; alcuni degli affidamenti più recenti si caratterizzano per l'esigenza di prevedere un periodo di coesistenza tra nuovo gestore unico e gestori preesistenti; in tali circostanze, l'esigenza di monitoraggio appare dovuta al voler favorire il rispetto delle tempistiche

necessarie affinché siano chiaramente attribuibili alla nuova struttura gestionale gli obblighi di rispetto della regolazione e di miglioramento delle performance; risulta necessario evidenziare che la presenza transitoria di altre gestioni può rispondere a meritevoli esigenze di mantenimento dei livelli prestazionali esistenti e di continuità dell'erogazione dei servizi all'utenza, a condizione che si tratti di un arco temporale minimo nel corso del quale vengano attivate tutte le misure necessarie;

- affidamento del servizio idrico integrato al gestore unico, la cui scadenza è prevista a breve:
  i primi affidamenti al gestore unico del servizio idrico integrato risalgono agli anni Novanta; altri affidamenti, conferiti in periodi successivi, non hanno previsto la durata massima di 30 anni stabilita dalla normativa di settore, ma hanno optato per durate inferiori. Nonostante il definitivo superamento, nel corso dei semestri del 2025, di alcuni specifici profili di criticità – anche grazie a interventi normativi che hanno riguardato un unico contesto territoriale, senza estendersi ad altri casi analoghi – si registra oggi il sopraggiungere delle scadenze di diversi affidamenti considerati "a regime" e il mancato rispetto delle tempistiche necessarie a garantire un avvicendamento tempestivo ed efficace tra gestori. Ne deriva l'esigenza urgente di definire un assetto gestionale stabile e di lungo periodo, condizione indispensabile per assicurare ai territori interessati la capacità di realizzare programmi di investimento strutturali e pluriennali.

Nel secondo semestre del 2025, l'Autorità, nell'esercizio delle più recenti competenze attribuite dal decreto legislativo n. 201/2022 sul riordino dei servizi pubblici locali, ha adottato, con la delibera 22 luglio 2025, 347/2025/R/idr, uno schema di bando di gara per gli affidamenti nel servizio idrico integrato (per un focus sui contenuti del provvedimento si rinvia al successivo Paragrafo 6.5). Con detto schema l'Autorità ha inteso mettere a disposizione del settore uno strumento capace di contribuire, almeno in parte, alla mitigazione delle criticità connesse con l'affidamento del servizio precedentemente illustrate, favorendo la selezione di gestioni dotate di adeguate capacità tecniche e gestionali, che possano proseguire il *trend* di sviluppo infrastrutturale del servizio idrico, promuovendo anche pratiche innovative e sempre maggiore qualità nella gestione della risorsa.

Collaborazione con altre istituzioni

Gruppi di lavoro interistituzionali per il recepimento della normativa eurounitaria

Nel corso del 2025 sono proseguite le attività di collaborazione con i ministeri preposti, al fine della completa attuazione della normativa eurounitaria in materia ambientale, con particolare riferimento ai seguenti atti normativi:

- direttiva 2000/60/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2000, che istituisce un "Quadro per l'azione comunitaria in materia di acque" (c.d. direttiva Quadro acque);
- direttiva 2020/2184/EU del Parlamento europeo e del Consiglio del 16 dicembre 2020, concernente la qualità dell'acqua destinata al consumo umano, che rifonde la precedente direttiva 98/83/CE (c.d. direttiva Acque potabili)[3];
- regolamento n. 2020/741(UE del Parlamento europeo e del Consiglio, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua reflua depurata;

3 Pubblicata in data 16 dicembre 2020.

- direttiva 2024/3019/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 27 novembre 2024, concernente il trattamento delle acque reflue urbane, che rifonde la precedente direttiva 91/271/CEE (c.d. direttiva Acque reflue).

In particolare, è stata formalizzata la partecipazione di una rappresentanza dell'Autorità ai gruppi di lavoro comunitari istituiti per finalità connesse con l'implementazione della normativa europea in materia di servizi idrici. Con riferimento alla direttiva Quadro acque, il gruppo di lavoro (WG Economics) è stato istituito nell'ambito della Common Implementation Strategy (CIS) europea[4], per la definizione del Work Programme 2025-2027, con il mandato di condurre valutazioni:

- sulle modalità di rappresentazione dell'analisi economica richiesta dalla direttiva quadro, con particolare riferimento all'art. 9 e all'allegato III;
- sui possibili effetti dell'implementazione della complessiva politica europea in materia di acque;
- sugli investimenti necessari per garantire la resilienza idrica.

Con riferimento, poi, alla direttiva Acque reflue, la rappresentanza dell'Autorità è stata richiesta per il gruppo di lavoro europeo per l'implementazione della direttiva approvata il 27 novembre 2024, cui è demandato il coordinamento tra le attività della Commissione europea e quelle dei singoli Stati membri nell'implementazione della direttiva citata, articolando le relative attività per sotto-gruppi, in corso di definizione.

Sempre con riferimento alla medesima direttiva Acque reflue, è stata formalizzata la partecipazione dell'Autorità al gruppo di lavoro nazionale sulla trasposizione delle nuove norme nell'ordinamento nazionale, nonché sugli aspetti metodologici relativi a questioni applicative (quali, per esempio, la modalità di definizione degli agglomerati, l'istituzione del sistema nazionale di responsabilità estesa del produttore ecc.). Nell'ambito dei lavori, l'Autorità ha partecipato, unitamente ad altri stakeholder interessati dalla direttiva, a un'audizione[5] convocata dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, avente la finalità di approfondire le necessità tecniche, le considerazioni economiche e le proposte normative della nuova direttiva n. 2024/3019, mediante la raccolta di osservazioni ed esigenze specifiche utili a definire un quadro attuativo quanto più completo ed esaustivo possibile, nonché di ulteriori osservazioni e proposte normative per il suo recepimento.

Trasposizione della nuova direttiva europea sulle acque potabili e seguiti applicativi

Nel corso del 2025 è proseguita l'attività di collaborazione con il Ministero della salute e l'Istituto superiore di sanità (ISS), finalizzata alla piena applicazione del decreto legislativo 23 febbraio 2023, n. 18, di attuazione della direttiva Acque potabili[6], che nell'anno in considerazione è stato modificato e integrato a seguito dell'approvazione del decreto legislativo n. 102/2025. In particolare, sono proseguite le attività volte alla piena operatività di AnTea (Anagrafe Territoriale dinamica delle acque potabili), la piattaforma digitale concepita per l'acquisizione, il controllo, la gestione e l'analisi dei dati sulle acque destinate al consumo umano in Italia, istituita con il citato

4 Istituita dalla Commissione europea nel 2001, di concerto con gli Stati membri, al fine di assicurare la corretta attuazione della legislazione europea di base in materia di risorse idriche.
5 Tenutasi in data 24 settembre 2025.
6 Nell'ambito del processo di revisione della direttiva, l'Autorità aveva partecipato a un tavolo tecnico coordinato dal Ministero della salute, in collaborazione con il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica e l'ISS, volto alla predisposizione di contributi.

decreto legislativo n. 18/2023. In particolare, l'Autorità ha collaborato con le richiamate amministrazioni alla definizione dei requisiti di sistema e ha messo a disposizione (e successivamente aggiornato) la propria anagrafica, relativa a EGA e gestori del servizio idrico integrato, per le finalità di raccolta dati e reportistica.

Con riferimento al citato provvedimento, l'Autorità ha anche supportato il Ministero della salute e l'ISS nell'ambito delle interlocuzioni con la Commissione europea per definire le modalità operative utili per adempiere agli obblighi di monitoraggio e comunicazione stabiliti dall'art. 4(3) della direttiva Acque potabili, come recepiti dal comma 5 dell'art. 4 del decreto legislativo n. 18/2023, secondo il quale: "*ARERA provvede all'acquisizione dei risultati della valutazione e alla elaborazione del tasso medio di perdita idrica nazionale, trasmettendoli alla Commissione Europea entro il 12 gennaio 2026*".

L'Autorità, inoltre, partecipa con un proprio rappresentante alla Commissione nazionale di sorveglianza sui Piani di sicurezza dell'acqua[7], secondo quanto stabilito dall'art. 20 del decreto legislativo n. 18/2023, e ha contribuito ai lavori per la redazione delle Linee guida nazionali per l'implementazione dei Piani di sicurezza dell'acqua (PSA).

Nel corso dell'annualità 2025, infine, l'Autorità ha supportato il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) nella redazione del riscontro al Relatore speciale sui diritti umani all'acqua potabile e ai servizi igienico-sanitari la cui richiesta informativa era finalizzata alla predisposizione del rapporto dedicato al tema *Democratic water governance under a human rights-based approach*, da presentare in occasione dell'ottantesima sessione dell'Assemblea generale dell'Organizzazione delle nazioni unite (ONU), svolta nel settembre scorso.

Altre attività in materia di acque reflue depurate

In aggiunta alla partecipazione formale al gruppo di lavoro precedentemente citato per il recepimento della direttiva Acque reflue, l'Autorità ha continuato a supportare i lavori del MASE[8] per la predisposizione degli atti normativi collegati al regolamento n. 2020/741/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, recante prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua reflua depurata (direttamente applicativo e in vigore dal 26 giugno 2023), che hanno già portato all'adozione del decreto legge 14 aprile 2023, n. 39, recante "Disposizioni urgenti per il contrasto della scarsità idrica e per il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche"[9]. L'obiettivo dei lavori, tra l'altro, è anche quello di pubblicare un testo normativo che ricomprenda le diverse possibili finalità del riutilizzo – non limitandosi al solo riutilizzo irriguo – e che aggiorni, pertanto, le disposizioni di cui al decreto ministeriale 12 giugno 2003, n. 185, avente a oggetto il "Regolamento recante norme tecniche per il riutilizzo delle acque reflue in attuazione dell'art. 26, comma 2, del decreto legislativo 11 maggio 1999, n. 152", attualmente in vigore. Alla data di pubblicazione di questa relazione, i lavori sono in corso di finalizzazione.

7 La Commissione svolge compiti di indirizzo e sorveglianza, e prevede la partecipazione di un rappresentante dell'Autorità, oltre a rappresentanti del Ministero della salute (presidenza), dell'ISS, del Coordinamento interregionale della prevenzione, della Commissione salute, della Conferenza delle regioni e delle province autonome, del Sistema nazionale per la protezione dell'ambiente (SNPA) e degli enti di governo dell'ambito territoriale ottimale (EGATO).

8 Capofila del Gruppo di lavoro interistituzionale dedicato.

9 In particolare, il decreto legge n. 39/2023 ha previsto all'art. 7 specifiche disposizioni relative al riutilizzo a scopi irrigui in agricoltura delle acque reflue depurate ai sensi del regolamento 2020/741/UE.

Supporto nell'ambito di rilevazioni e iniziative internazionali sul settore idrico

Nel 2025 è proseguita anche l'attività di supporto interistituzionale, nell'ambito di rilevazioni europee o internazionali aventi a oggetto il settore idrico.

L'Autorità è stata coinvolta nell'Indagine denominata *Subnational Business Ready*, commissionata alla Banca mondiale dalla Direzione Generale della politica regionale e urbana (DG REGIO) della Commissione europea, al fine di valutare il costo della burocrazia e dei servizi sul settore imprenditoriale. Lo studio si è concentrato su alcune aree rilevanti per le imprese tra cui, per quanto di interesse per ARERA, i servizi di connessione con la rete di distribuzione elettrica e gli allacciamenti alla rete idrica. Per quanto riguarda il settore idrico, sono stati forniti i dettagli della regolazione della qualità – tecnica e contrattuale – evidenziando, in particolare, i tempi massimi previsti per lo svolgimento delle attività di allacciamento. È stata, inoltre, fornita la lista dei gestori idrici competenti per 13 città campione, unitamente ai relativi riferimenti organizzativi.

Come di consueto, su richiesta dell'ISS (che, insieme al Ministero della salute, mantiene il ruolo di *focal point*), inoltre, l'Autorità è stata chiamata a partecipare al gruppo di lavoro finalizzato all'aggiornamento dell'indagine *Water Global Analysis and Assessment of Sanitation and Drinking-Water (GLAAS) 2024-25* dell'Organizzazione mondiale della sanità (OMS). L'attività è consistita nella partecipazione alle riunioni di coordinamento e nella redazione di alcune parti specifiche del questionario inviato dall'OMS. In esito alle diverse contribuzioni ricevute, il rapporto finale *UN-Water GLAAS 2025 report* aggiornato è stato pubblicato il 26 gennaio 2026.

Nell'anno in considerazione, l'Autorità è stata coinvolta anche in attività di assistenza tecnica e rafforzamento istituzionale nell'ambito di programmi TAIEX[10] dell'Unione europea rivolti alla Turchia, su richiesta dell'ISS, e ad Albania, Bosnia Erzegovina, Georgia, Kosovo, Moldavia, Montenegro, Nord Macedonia, su richiesta dell'associazione internazionale WAREG (*European Water Regulators*), di cui l'Autorità è socio fondatore.

Infine, sono proseguite anche le attività di collaborazione nell'ambito dei gruppi di lavoro della citata associazione WAREG.

Altre collaborazioni istituzionali

Nel corso del 2025 sono proseguite le attività di collaborazione istituzionale, sia continuative con taluni ministeri, sia occasionali con istituzioni diverse. In particolare, con il Ministero delle infrastrutture e dei trasporti (MIT) è proseguita la collaborazione sui temi infrastrutturali legati ai finanziamenti pubblici, specie con riferimento al Piano nazionale di ripresa a resilienza (PNRR) e al Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza del settore idrico (PNIISSI), i cui rilevanti contenuti sono descritti al successivo Capitolo 6.3.

Numerose sono state anche le tematiche svolte in collaborazione con il MASE: in aggiunta ai temi legati ai pertinenti finanziamenti PNRR e alle questioni relative al recepimento della normativa eurounitaria sopra citate, l'Autorità ha provveduto alla messa a disposizione – per il tramite del MASE – dei dati di propria competenza

10 Technical Assistance and Information Exchange Instrument.

alle Autorità di bacino distrettuale ai fini dell'aggiornamento dei Piani di gestione delle acque per il periodo 2027-2033, oltre alla partecipazione a tavoli relativi a questioni specifiche (a titolo esemplificativo, gestione di criticità idrica inter-frontaliera).

Sempre in tema di collaborazioni ministeriali, nel luglio 2024, l'Autorità è stata coinvolta dal Dipartimento per la trasformazione digitale della Presidenza del Consiglio dei ministri nella partecipazione a un tavolo tecnico congiunto anche con l'Autorità per le garanzie nelle comunicazioni (AGCOM), con la finalità di mettere a fattor comune le competenze ed esperienze di soggetti istituzionali per favorire l'infrastrutturazione digitale ed energetica all'interno degli edifici, in linea con gli orientamenti europei e nazionali. Il tavolo ha approfondito le tematiche nel corso di diversi incontri congiunti, coinvolgendo anche numerosi altri attori, sia istituzionali sia di mercato. Nell'anno 2025 sono state finalizzate le audizioni con gli stakeholder, i cui esiti sono stati sintetizzati in una relazione che ha evidenziato le potenzialità degli impianti multiservizio nella prospettiva dello *smart building*.

Nel corso del 2025 l'Autorità ha proseguito anche l'attività di messa a disposizione dei propri dati sul settore per rispondere ad altre richieste istituzionali, tra le quali occorre ricordare, innanzitutto, l'invio al Servizio studi, Dipartimento ambiente della Camera dei deputati, nel marzo scorso, di un set di dati che evidenziano la situazione rilevabile sul territorio nazionale in termini di qualità del servizio idrico integrato e di sforzo di investimento recentemente profuso, suddividendo i risultati per regione.
Richieste di condivisione dei dati di qualità e investimenti con focus territoriale sono pervenute anche dalla Divisione Analisi e ricerche economiche territoriali di Banca d'Italia, finalizzate alla redazione di specifici box di approfondimento sulle regioni del meridione d'Italia, nella propria *Relazione Annuale* e in altre pubblicazioni della medesima istituzione, al fine di evidenziare e quantificare i divari infrastrutturali e qualitativi presenti sul territorio nazionale. A tali richieste, l'Autorità ha risposto con elaborazioni specifiche.

Infine, sono proseguiti gli incontri e le interlocuzioni con la Provincia autonoma di Bolzano che, nell'ambito dello specifico protocollo di intesa siglato nel 2023, prevede modalità e procedure di carattere operativo per la previa consultazione degli atti di regolazione dell'Autorità in materia di sistema idrico di carattere generale indirizzati ai soggetti esercenti i servizi di pubblica utilità operanti nel territorio della detta Provincia autonoma, ai fini della formulazione delle osservazioni in merito alla compatibilità con lo Statuto speciale e le relative norme di attuazione.

Redazione di memorie al Parlamento

Memoria in merito al disegno di legge su emergenza idrica e attuazione del PNRR

Con la memoria 21 gennaio 2025, 7/2025/I/com, l'Autorità ha inteso fornire un contributo nell'ambito dell'esame del disegno di legge "*Conversione in legge del decreto-legge 31 dicembre 2024, n. 208, recante misure organizzative urgenti per fronteggiare situazioni di particolare emergenza, nonché per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza*" (AC 2184), che prevede misure emergenziali per il contrasto alla crisi idrica che ha interessato il territorio della Regione Sicilia, in particolare tramite la realizzazione di impianti di dissalazione, anche mobili, nei comuni di Porto Empedocle, Trapani e Gela, a opera del Commissario straordinario nazionale per l'adozione di interventi urgenti connessi con il fenomeno della scarsità idrica, avvalendosi del soggetto con-

cessionario della gestione delle infrastrutture idriche di sovrambito in Sicilia. In merito a tali misure, l'Autorità, nel condividere la finalità di promuovere, seppure in un'ottica emergenziale, il ricorso a impianti di dissalazione – atteso l'impatto positivo in termini di incremento della disponibilità idrica che ne conseguirebbe – e fermo restando l'apprezzamento per il coinvolgimento, nelle attività di realizzazione degli impianti di dissalazione, del soggetto concessionario già operante nel territorio regionale, ha segnalato che, nello sviluppo delle richiamate attività e di quelle successive di gestione degli impianti, si tengano nella dovuta considerazione la configurazione della filiera di approvvigionamento e il livello di infrastrutturazione dei singoli ambiti che dovranno beneficiare della disponibilità idrica proveniente dai dissalatori, nonché la peculiare situazione della governance nel contesto regionale di riferimento. La ricomposizione della filiera di approvvigionamento risulta altresì necessaria a garantire un più efficace impiego delle risorse pubbliche attualmente stanziate e di quelle ulteriori destinate alla risoluzione dell'emergenza in corso.

Memoria in merito alle proposte di legge in materia di organizzazione territoriale del servizio idrico integrato e di gestioni autonome del servizio

Con la memoria 18 marzo 2025, 105/2025/I/idr, l'Autorità ha inteso fornire un contributo nell'ambito dell'esame parlamentare delle proposte di legge recanti *"Modifica all'articolo 147 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, in materia di organizzazione territoriale del servizio idrico integrato"* (AC 1056) e *"Modifica all'articolo 147 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, e altre disposizioni in materia di gestione autonoma del servizio idrico integrato"* (AC 1133), che recano disposizioni finalizzate, per il primo, alla modifica della disciplina delle gestioni autonome del servizio idrico integrato di cui ai commi 2-bis e 2-ter dell'art. 147 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, introducendo la possibilità che piccole e limitate gestioni *"storiche"* comunali, caratterizzate da peculiari elementi di specificità, continuino a operare in autonomia e, per il secondo, alla regolarizzazione delle gestioni del servizio idrico integrato e all'ampliamento della platea dei piccoli comuni montani che possono gestire il servizio idrico integrato in forma autonoma.

Riguardo alle citate proposte di legge, che riconsiderano la disciplina delle deroghe alla gestione unica d'ambito mediante l'introduzione di modifiche rilevanti al quadro attualmente vigente – tali, in alcuni casi, da prospettare una netta inversione di tendenza rispetto ai percorsi volti a conseguire gli ormai indifferibili obiettivi di razionalizzazione degli assetti gestionali – l'Autorità ha segnalato la preoccupazione che le medesime potrebbero introdurre ulteriori elementi di incertezza relativamente ai percorsi intrapresi verso la costituzione e la piena operatività dei gestori integrati, e in particolare in quelli di progressivo subentro alle precedenti gestioni comunali da parte dei nuovi gestori integrati (spesso costituiti a valle di iter complessi e sviluppatisi nel corso di un lungo arco temporale), soprattutto nei contesti in passato caratterizzati da perduranti inerzie nell'affidamento del servizio, con effetti negativi anche in termini di efficacia implementativa degli interventi ammessi a beneficiare di risorse pubbliche. L'Autorità ha ravvisato per contro la necessità che i soggetti territorialmente competenti completino, in ossequio alla normativa vigente e segnatamente del comma 2-ter, del richiamato art. 147 del decreto legislativo n. 152/06, il processo di affidamento al gestore unico di tutte le gestioni non provviste di un titolo di salvaguardia, anche in considerazione del fatto che la stringente tempistica specificamente prevista dalla normativa vigente è oramai ampiamente spirata dal 30 settembre 2022.

In merito, infine, alle misure previste nelle due proposte di legge per favorire la compliance agli obblighi fissati dalla regolazione da parte gestori dei servizi idrici, compresi i comuni in gestione autonoma – con la fissazione di termini entro cui conformarsi – l'Autorità, pur condividendo la finalità delle proposte, ha ravvisato la necessità di tener conto degli strumenti a tale scopo già messi a disposizione dall'Autorità medesima (e delle tempistiche dalla stessa fissate), al fine di preservarne la potenziale efficacia nell'ambito del complessivo sistema di regole varato.

Memoria in merito al disegno di legge di "*Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2025*"

Il provvedimento in questione contiene specifiche disposizioni di delega al Governo in merito al recepimento nell'ordinamento nazionale di importanti direttive e regolamenti europei, che, per quanto riguarda la sfera di competenze assegnate dal Legislatore a questa Autorità di regolazione, nel settore ambientale, in materia di servizio idrico integrato, includono "*Direttiva (UE) 2024/3019 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 27 novembre 2024, concernente il trattamento delle acque reflue urbane (rifusione*)". Trattandosi di norme che avranno impatti sui corrispettivi applicati all'utenza finale, nonché sulla programmazione tecnica degli interventi necessari e sulla sostenibilità economica e finanziaria degli investimenti che, nei prossimi anni, i gestori del servizio idrico integrato dovranno sostenere per assicurare uno sviluppo infrastrutturale adeguato agli standard richiesti, con la memoria 23 gennaio 2026, 5/2026/I/com l'Autorità, in considerazione della rilevanza delle materie oggetto di delega e delle complessità e criticità a esse sottese, ha proposto di prevedere espressamente il recepimento dei menzionati provvedimenti nell'ambito dell'ordinamento nazionale vigente, tenendo conto delle implicazioni attuative e delle correlate specifiche prerogative delle Istituzioni e delle Autorità di regolazione competenti per materia.

Memoria nell'ambito dell'Indagine conoscitiva in materia di rapporti tra cittadino, imprese private e pubblica amministrazione

Con la memoria 17 febbraio 2026, 31/2026/I/com, l'Autorità ha inteso fornire il proprio contributo alla Commissione bicamerale per la semplificazione nell'ambito dell'indagine conoscitiva in materia di rapporti tra cittadino, imprese private e pubblica amministrazione con riferimento alla semplificazione e alla trasparenza dei contratti pubblici e delle clausole contrattuali per l'accesso ai servizi. L'indagine si è soffermata in particolare su tre ambiti di interesse: contratti pubblici tra pubblica amministrazione e imprese private, quali appalti, concessioni, convenzioni e affidamenti; contratti tra cittadini e pubblica amministrazione per l'accesso a servizi e prestazioni; contratti tra cittadini e società private che erogano servizi in regime di convenzione o affidamento. Nella memoria l'Autorità, relativamente ai profili dell'indagine che incidono sul servizio idrico integrato:

- ha segnalato la necessità di promuovere la piena chiarezza delle regole che disciplinano il rapporto di fornitura con riferimento al riutilizzo delle acque reflue depurate, anche tramite il completamento del quadro normativo di riferimento, che comprende l'attuazione del regolamento 741/2020/UE, recante "*Prescrizioni minime per il riutilizzo dell'acqua*", al fine di introdurre disposizioni stabili e trasparenti per l'allocazione dei

costi di gestione degli impianti destinati ad ampliare la disponibilità delle risorse idriche, secondo i principi generali "*full cost recovery*" e "*chi inquina paga*";
- ha dichiarato l'obiettivo di indirizzare le principali azioni future al rafforzamento delle disposizioni vigenti tese alla risoluzione delle più rilevanti e/o ricorrenti problematiche emerse, anche in esito alle evidenze risultanti dall'implementazione delle disposizioni di qualità tecnica e contrattuale, recentemente aggiornate a fine 2025.

Verificazione sull'applicazione di taluni parametri ai fini della quantificazione di partite pregresse per gli anni 2010-2011

Con sentenza n. 526 del 17 febbraio 2025, il Tribunale amministrativo regionale per la Lombardia – Sezione prima ha disposto una verificazione (il cui ruolo di verificatore è stato assegnato al Direttore della Divisione Ambiente dell'Autorità), in relazione al ricorso proposto da un gestore salvaguardato del servizio di acquedotto (in passato assoggettato al regime ex Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE)) contro il pertinente EGA dell'ambito, per l'ottemperanza della sentenza del Tribunale amministrativo regionale (TAR) Lombardia, n. 1708/2023 del 4 luglio 2023, nonché per l'annullamento della delibera dell'EGA con cui era stata data esecuzione alla sentenza da ultimo richiamata ai fini dell'aggiornamento del valore delle partite pregresse relative al periodo 2010-2011.

Nello specifico, il TAR ha chiesto al Verificatore se il menzionato EGA avesse "*correttamente calcolato le partite pregresse per il periodo 2010-2011, con l'applicazione dei deflatori e degli oneri finanziari previsti dalla Deliberazione ARERA n. 643/2013/R/idr, All. A, nonché gli interessi moratori ex art. 1224, comma 1, cod. civ.*" e "*se il deflatore consider*[i] *la rivalutazione monetaria degli investimenti*".

L'incarico di verificazione, che è stato svolto garantendo le esigenze di contraddittorio, è stato portato a termine nel mese di maggio 2025, con il deposito della relazione di verificazione, nella quale si è fornita risposta ai due quesiti sottoposti.

Il giudizio si è concluso con la sentenza del TAR Lombardia n. 3259 del 13 ottobre 2025, che ha accolto il ricorso del gestore anche richiamando le conclusioni contenute nella relazione di verificazione, nella parte in cui il verificatore ha:

- precisato che le modalità di quantificazione recate dalla delibera dell'EGA non risultavano coerenti con i criteri varati dall'Autorità con la delibera 268/2014/R/idr (recante "*Aggiornamento, in sede di conguaglio, dei corrispettivi relativi agli anni 2010 e 2011, per le gestioni ex CIPE*"), sottolineando come la richiamata decisione dell'EGA (essendo volta al riequilibrio economico-finanziario della gestione tramite il ricorso a misure straordinarie) travalicasse, infatti, i limiti delle regole di calcolo puntualmente applicabili;
- evidenziato come – assumendo come "dati" i valori identificati come dovuti con riferimento alle annualità 2010 e 2011 – il loro corretto trattamento nell'ambito dei corrispettivi applicati all'utenza finale, per come ricostruito nella documentazione predisposta dall'EGA dell'ambito, risentisse di talune imperfezioni. In particolare, al riguardo è stato rappresentato che, se poteva considerarsi corretto il computo relativo agli oneri finanziari e all'impiego dei deflatori nell'ambito delle valutazioni di riequilibrio economico-finanziario, non

poteva non esser rilevata un'esigenza di adeguamento monetario dei valori determinati con riferimento alle annualità 2010 e 2011;

- con riferimento al ruolo del deflatore, precisato che si tratta di un indicatore rivolto ad attualizzare, a una certa data, un costo storico lordo di investimenti, affinché i medesimi siano computati nei costi riconosciuti a moneta corrente dell'anno di riferimento, anche chiarendo che, una volta determinati i costi riconosciuti per una determinata annualità (ivi compresi i costi per investimento con applicazione del corrispondente deflatore), qualora si renda necessario computarli nei ricavi di un anno successivo, il loro adeguamento monetario avviene sulla base di misurazioni *ex post* dell'andamento dei prezzi al consumo.

Regole e controlli per le predisposizioni tariffarie del quarto periodo regolatorio

Verifica degli specifici schemi regolatori

Nel corso del 2025 l'Autorità ha proseguito la propria attività istruttoria per l'approvazione delle predisposizioni tariffarie per il quarto periodo regolatorio 2024-2029 proposte dagli EGA (con riferimento ai gestori del servizio idrico integrato operanti sul pertinente territorio), ai sensi della delibera 28 dicembre 2023, 639/2023/R/idr, recante *"Approvazione del Metodo Tariffario Idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4)"*[11]. In alcuni casi, sono state concluse anche le verifiche sulle proposte tariffarie riferite a contesti caratterizzati da talune complessità relative a periodi regolatori pregressi. Le citate attività istruttorie hanno interessato anche i primi mesi del 2026, con conseguente adozione – nell'ultimo anno – di 38 delibere di approvazione tariffaria ai sensi del Metodo tariffario idrico per il quarto periodo regolatorio (MTI-4).

Nel loro insieme, le determinazioni tariffarie riferite al periodo 2024-2029 deliberate dall'Autorità (fino al 17 marzo 2026) riguardano 58 gestioni, interessando 28.487.971 abitanti. Si tratta in particolare di operatori per i quali è stato approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra le criticità infrastrutturali rilevate sul territorio, gli obiettivi specifici fissati dai medesimi, gli interventi puntualmente individuati in un cronoprogramma per il periodo 2024-2029 e il mol-

11 Nella citata delibera 639/2023/R/idr, l'Autorità ha esplicitato l'insieme degli atti di cui si compone lo "specifico schema regolatorio", richiedendo, in particolare, agli EGA, ovvero agli altri soggetti competenti individuati con legge regionale – responsabili della predisposizione della tariffa (chiamati a validare le informazioni fornite dai gestori e a integrarle o a modificarle secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio) – di aggiornare:
- il Programma degli interventi (PdI) – di cui il Piano delle opere strategiche (POS) costituisce parte integrante e sostanziale – che specifica tra l'altro le criticità riscontrate sul relativo territorio, gli obiettivi che si intendono perseguire in risposta alle predette criticità (alla luce della rinnovata regolazione della qualità tecnica), nonché la puntuale indicazione degli interventi per il periodo 2024-2029 (distinguendo le opere strategiche, dettagliate nel POS, dagli altri interventi), anche fornendo le informazioni necessarie a ricomporre le opere asservite a territori più ampi del singolo ambito territoriale ottimale (ATO);
- il Piano economico-finanziario (PEF), che esplicita il vincolo ai ricavi del gestore e il moltiplicatore tariffario teta (ϑ) che ogni gestore è tenuto ad applicare in ciascun ambito, per le singole annualità del periodo 2024-2029;
- la convenzione di gestione, contenente le modifiche necessarie a recepire la nuova disciplina introdotta con la delibera 639/2023/R/idr.

tiplicatore tariffario teta ( ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio. Si precisa che per una gestione d'ambito operante in Sicilia, l'Autorità ha approvato lo schema regolatorio di convergenza presentato dal competente EGA, secondo le regole semplificate di cui alla citata delibera 639/2023/R/idr e sulla base di un programma di impegni puntualmente declinato (volto ad avviare un percorso di recupero della qualità del servizio prevista dalla regolazione nazionale e a raggiungere gli imprescindibili elementi di trasparenza da garantire a beneficio dei fruitori del servizio)[12].

Nello specifico, nella generalità dei provvedimenti di approvazione tariffaria sono stati richiamati gli esiti dei controlli effettuati in ordine:

- all'assenza delle cause di esclusione dall'aggiornamento tariffario per il quarto periodo regolatorio, come previste all'art. 9 dalla delibera 639/2023/R/idr (che contempla, fra le relative fattispecie, l'assenza del titolo a esercire il servizio, la fatturazione del consumo minimo impegnato, la mancata adozione della Carta dei servizi, la mancata consegna degli impianti al gestore affidatario di ambito e il mancato versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali delle componenti perequative);
- alla sussistenza dei prerequisiti di qualità tecnica di cui al Titolo 6 della RQTI (Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato)[13] (in ordine alla disponibilità dei dati di misura, all'ottemperanza alle verifiche sulla qualità dell'acqua erogata, all'assenza di agglomerati in condanna ai sensi della direttiva 91/271/CEE e all'affidabilità dei dati di qualità tecnica), nonché ai valori iniziali assunti dai macro-indicatori di qualità tecnica e contrattuale ai fini della definizione degli obiettivi per gli anni 2024 e 2025, dandone, per ciascun gestore, specifica evidenza nella pertinente delibera di approvazione tariffaria, unitamente ai principali interventi infrastrutturali programmati per il raggiungimento dei target stabiliti dalla regolazione (anche precisando l'avvenuto recepimento nel programma degli interventi dei progetti finanziati dalle risorse pubbliche eventualmente stanziate nell'ambito degli strumenti del Next Generation EU);
- alle valutazioni compiute relativamente all'indicatore "*RIU-Quota dei volumi depurati destinabili al riutilizzo ma non destinati a tale finalità*" e all'indicatore "*ENE-Quantità di energia elettrica acquistata*", come definiti ai commi 37.3 e 37.6 del MTI-4, nonché ai corrispondenti obiettivi previsti per il 2025, da valutarsi ai fini dell'applicazione dei fattori premiali di cui ai commi 37.5 e 37.7 del MTI-4 (tesi a incentivare il riutilizzo delle acque reflue depurate e la riduzione delle quantità di energia elettrica acquistata).

Nelle delibere di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità sono stati poi rappresentati gli esiti degli approfondimenti condotti relativamente ai costi di investimento e di esercizio (di cui i gestori hanno prodotto la dichiarazione di corrispondenza con le informazioni patrimoniali, economiche e finanziarie risultanti dalle fonti contabili obbligatorie), tra l'altro esplicitando l'eventuale presenza:

12 Con la citata delibera 639/2023/R/idr, l'Autorità – nel promuovere il superamento progressivo delle condizioni di limitazione nell'accesso a misure tese a favorire il continuo miglioramento dei profili di stabilità e certezza del quadro degli assetti istituzionali locali, di qualità e di trasparenza – ha aggiornato la disciplina dello schema di convergenza, recante regole semplificate (per un periodo limitato e predefinito) cui è possibile far ricorso nei casi caratterizzati da perduranti carenze degli atti e dei dati necessari a fini tariffari, consentendo all'EGA di effettuare una ricostruzione parametrica su base benchmark delle voci di costo da riconoscere in tariffa e, conseguentemente, di redigere la predisposizione tariffaria pur a fronte di incompletezza delle informazioni.

13 Allegato A alla delibera 27 dicembre 2017, 917/2017/R/idr.

- di scostamenti tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato, valutandone l'entità e le motivazioni dei ritardi, anche verificando la corretta collocazione nell'ambito della matrice di schemi regolatori *pro tempore* vigente;
- di costi operativi connessi con specifiche finalità, $Opex^{a}_{tel}$, di cui all'art. 19 del MTI-4 nonché di eventuali recuperi (nei termini e nei limiti consentiti dalla regolazione), per talune delle voci ricomprese in detta componente, calcolati sulla base degli oneri effettivamente sostenuti dal gestore, come risultanti da apposita rendicontazione. In particolare, sono stati approfonditi i presupposti alla base della valorizzazione delle seguenti componenti di natura previsionale:

  - $OP^{new,a}$ per la presenza di nuovi processi tecnici gestiti, evidenziando se la medesima sia riconducibile, tra l'altro, alla nuova attività di gestione delle acque meteoriche o al potenziamento della medesima, oppure ad attività aggiuntive richieste dall'entrata in vigore di nuove normative, o ancora a oneri connessi con finalità diverse rispetto a quelle cui sono destinate le altre componenti ricomprese negli $Opex^{a}_{tel}$;
  - $Opex^{a}_{QT}$ relativamente ad aspetti riconducibili all'adeguamento agli standard di qualità tecnica di cui alla RQTI, precisando la tipologia di oneri ricompresi nella voce in parola, ossia: *i)* gli oneri valorizzati nei limiti delle pertinenti componenti di costo eventualmente individuate ai fini della determinazione tariffaria 2023 ovvero, se inferiori, i costi quantificati nei limiti degli oneri effettivamente rendicontati con riferimento alla medesima annualità; *ii)* gli oneri connessi con i nuovi obiettivi di qualità tecnica introdotti con la delibera 28 dicembre 2023, 637/2023/R/idr, indicando le specifiche attività cui i medesimi sono associati; *iii)* a fronte dell'attribuzione di penalità relative agli Stadi I e II della *Tavola 9 – Stadi di valutazione delle performance di qualità tecnica in ciascun anno di valutazione* della RQTI, gli oneri aggiuntivi associati ai pertinenti macro-indicatori ai fini del relativo miglioramento;
  - $Opex^{a}_{QC}$ connessi con l'adeguamento agli standard e agli obiettivi di qualità contrattuale del servizio (Regolazione della Qualità Contrattuale del Sistema Idrico Integrato, RQSII[14]), esplicitando la tipologia di oneri ricompresi nella componente in parola, ossia: *i)* gli oneri valorizzati nei limiti della pertinente componente di costo eventualmente individuata ai fini della determinazione tariffaria 2023 ovvero, se inferiori, i costi quantificati nei limiti degli oneri effettivamente rendicontati con riferimento alla medesima annualità; *ii)* a fronte dell'attribuzione di penalità relative agli Stadi I e II della *Tavola 3 – Stadi di valutazione delle performance di qualità contrattuale in ciascun anno di valutazione* della RQSII, gli oneri aggiuntivi attribuiti ai macro-indicatori interessati ai fini del relativo miglioramento;
  - OP^{a}_{social} dettagliando: *i)* la quota parte a copertura degli oneri connessi all'eventuale mantenimento di agevolazioni migliorative – ovvero all'introduzione di condizioni di maggior favore – rispetto a quelle minime previste dalla regolazione nazionale (c.d. bonus idrico integrativo); *ii)* la quota parte riconducibile alla disciplina in tema di morosità recata dalla Regolazione della morosità nel servizio idrico integrato (REMSI)[15];
  - OP^{a}_{mis} prevista per l'implementazione delle misure tese ad accelerare l'adeguamento alle disposizioni regolatorie per rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi, nonché per favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura, ovvero per la copertura di costi o per l'erogazione di incentivi all'utenza per interventi di individualizzazione della fornitura. Le valutazioni all'uopo condotte dall'Autorità hanno riguardato anche il piano delle attività

14 Allegato A alla delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/idr.

15 Con riferimento ai costi per l'intervento di limitazione associabili ai casi di cui al comma 7.3 lett. a) dell'Allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr.

programmate per il superamento degli impedimenti tecnici riscontrati nella procedura di limitazione ovvero di disalimentazione selettiva nelle utenze condominiali, anche al fine di agevolarne la verifica *ex post*;

- del ricorso alle misure per la sostenibilità finanziaria delle gestioni, anche al fine di mitigare gli effetti derivanti dallo straordinario aumento dei costi per la fornitura di energia elettrica sull'equilibrio economico e finanziario del settore idrico e sulle condizioni di svolgimento e delle prestazioni;
- del ricorso alla possibilità di ricomprendere nella componente a copertura dei costi di energia elettrica la valorizzazione economica dell'energia elettrica autoprodotta e consumata dal gestore, avendo verificato che i costi di produzione associati (sia costi operativi sia costi di capitale) non trovino copertura in altre componenti tariffarie;
- di oneri esplicitati come costi ambientali e della risorsa, approfondendo in particolare, ove rinvenibile, la quantificazione degli oneri ricondotti ai costi della risorsa riferibili al potenziamento e alla messa in sicurezza degli invasi e degli impianti di potabilizzazione, alla costruzione di sistemi di monitoraggio quali-quantitativo della risorsa, nonché a opere idrauliche per il mantenimento antierosivo del suolo al fine di contrastare l'interramento degli invasi;
- al fine di tenere doverosamente conto dell'esito dei contenziosi riferiti a talune disposizioni adottate dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria del servizio idrico integrato, dell'avvenuta quantificazione della componente di conguaglio aggiuntiva, Rc^{a}_{ARC}, per effetto della riconsiderazione da parte dell'EGA – su istanza del pertinente gestore per la copertura dei costi efficienti – delle predisposizioni tariffarie relative alle precedenti annualità.

Inoltre, nell'ambito delle istruttorie di competenza, l'Autorità ha approfondito la struttura dei corrispettivi applicata – nei singoli contesti – all'utenza finale (ossia alle utenze domestiche e non domestiche), con un focus sulle utenze raggruppate, allo scopo di favorire un avanzamento nella puntuale applicazione del criterio di articolazione tariffaria *pro capite*.

A inizio del 2025, l'Autorità, nella propria attività di monitoraggio, ha riscontrato in alcuni casi il protrarsi di ritardi nell'adempiere all'invio dei dati e delle informazioni rilevanti ai fini della definizione delle tariffe, pur avendo i pertinenti EGA comunicato l'imminente conclusione dell'*iter* intrapreso per il perfezionamento della proposta tariffaria.
L'Autorità ha, dunque, provveduto a inviare comunicazioni di diffida ad adempiere per i gestori per i quali non erano ancora stati forniti – in tutto o in parte – gli atti, i dati e le informazioni necessarie alle predisposizioni tariffarie per il periodo 2024-2029. Ciò anche in considerazione della circostanza per la quale l'adempimento agli obblighi fissati dalla regolazione – oltre a rappresentare un passaggio fondamentale per salvaguardare l'equilibrio economico-finanziario delle gestioni e per favorire l'implementazione di un'efficace strategia di potenziamento della sicurezza degli approvvigionamenti idrico – rileva anche ai fini delle valutazioni in ordine all'ammissibilità a beneficiare di eventuali fondi pubblici, alla luce dell'impostazione stabilmente adottata da talune amministrazioni responsabili dell'assegnazione delle risorse in parola.

Regole per il primo aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie a partire dal 2026

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 23 settembre 2025, 426/2025/R/idr, l'Autorità, con il documento per la consultazione 28 ottobre 2025, 471/2025/R/idr, ha illustrato i propri orientamenti in ordine alla definizione delle regole e delle procedure per il primo aggiornamento biennale, previsto dall'art. 6 della delibera 639/2023/R/idr, ai fini della rideterminazione delle tariffe del servizio idrico integrato a partire dall'annualità 2026.

Nel citato documento per la consultazione, l'Autorità ha prospettato:

- le modalità di aggiornamento delle determinazioni già adottate per le annualità successive al 2025 ai sensi del MTI-4, alla luce della riquantificazione di taluni parametri e dei dati di bilancio dell'anno ($\alpha-2$), in osservanza del principio di recupero dei costi efficienti di investimento e di esercizio;
- gli interventi volti a preservare le logiche sottese alla regolazione per schemi e a favorire ulteriormente l'efficientamento dei costi operativi di natura endogena;
- l'introduzione di accorgimenti per accompagnare i processi tesi a una razionalizzazione della governance di settore e alla piena operatività dei gestori unici d'ambito;
- il consolidamento delle misure di incentivazione volte a favorire la sostenibilità energetica e ambientale e la resilienza a fronte del *climate change*;
- le procedure per l'aggiornamento degli atti che compongono lo specifico schema regolatorio, anche alla luce degli adeguamenti della regolazione della qualità contrattuale e tecnica da adottare nell'ambito dei procedimenti avviati con le delibere del 23 settembre 2025, 424/2025/R/idr e 425/2025/R/idr;
- le misure per assicurare l'opportuno coordinamento tra la regolazione tariffaria e la disciplina dello schema tipo di bando di gara di cui alla delibera 347/2025/R/idr (come dettagliata nel successivo Capitolo 6.5), che trova applicazione alle procedure a evidenza pubblica avviate dal 1° gennaio 2026.

In esito al processo di consultazione sopra richiamato, l'Autorità ha dunque varato la delibera 23 dicembre 2025, 582/2025/R/idr, disciplinando i criteri da seguire per l'aggiornamento delle componenti di costo ammesse al riconoscimento tariffario a partire dall'annualità 2026, nonché degli atti di cui, ai sensi della delibera 639/2023/R/idr, si compone la predisposizione tariffaria, comunque preservando la stabilità dell'impostazione già tracciata per i sei anni di durata del MTI-4 e affinando ulteriormente il quadro regolatorio, considerando simultaneamente i versanti della qualità tecnica, di quella contrattuale e le evoluzioni tariffarie.

Più nello specifico, in osservanza del principio di *recupero dei costi efficienti di esercizio e di investimento*, per quanto attiene ai dati da utilizzare ai fini del primo aggiornamento biennale del vincolo ai ricavi del gestore (*VRG*) e del moltiplicatore tariffario ϑ, la delibera 582/2025/R/idr ha previsto (anche per le determinazioni tariffarie riferite alla società Acque del Sud[16]) che:

16 In materia di tariffa dei servizi idrici, all'Autorità - con il comma 2-*bis* dell'art. 23 del decreto legge n. 44/23 - è stato attribuito il compito di determinare "*la tariffa idrica da applicare agli utenti della società Acque del Sud S.p.A. (...) in accordo con quanto stabilito dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012*", e, contestualmente, la medesima norma (riscrivendo il comma 11 dell'art. 21 del decreto legge n. 201/11) ha previsto, tra l'altro, che:
- la società per azioni denominata Acque del Sud sia costituita dal 1° gennaio 2024;
- "*a decorrere dalla data di costituzione [siano] trasferite alla società Acque del Sud S.p.A. le funzioni del soppresso Ente* [per lo sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia (EIPLI)] *di cui al comma 10* [dell'articolo 21 del decreto-legge 201/11] (...)".

- la determinazione delle tariffe del 2026 venga aggiornata con i dati di bilancio relativi all'anno 2024 o, in mancanza, con quelli dell'ultimo bilancio disponibile;
- la determinazione delle tariffe per gli anni 2027, 2028 e 2029 venga aggiornata con i dati di bilancio o di preconsuntivo relativi all'anno 2025 o, in mancanza, con quelli dell'ultimo bilancio disponibile, salvo le componenti per le quali è esplicitamente ammesso un dato stimato, con la precisazione che – in sede di secondo aggiornamento biennale – le determinazioni afferenti al 2028 e 2029 verranno aggiornate riallineando le componenti ai dati di bilancio dell'anno ($\alpha - 2$).

Con la richiamata delibera, nell'ambito delle misure per la *promozione dell'efficienza*, l'Autorità, con riguardo ai criteri per l'aggiornamento dei costi operativi, ha provveduto a:

- richiedere ai competenti EGA di procedere a una riclassificazione, nell'ambito delle pertinenti componenti di costo operativo ($Opex^{a}_{end}$ e $Opex^{a}_{al}$), della quota di oneri connessi con i cambiamenti sistematici (di natura ricorrente) verificatisi nei precedenti periodi regolatori (per i quali i relativi costi aggiuntivi, rispetto a quelli di Piano, siano stati ammessi a riconoscimento tariffario nelle predisposizioni tariffarie del 2025 in forma di $OP^{new,a}$ ovvero di costi sostenuti per variazioni sistemiche nelle condizioni di erogazione del servizio ricompresi nella componente di conguaglio Rc^{a}_{ALTRO}), al fine di preservare le logiche sottese alla regolazione per schemi e di favorire un ulteriore efficientamento del complesso dei costi aventi natura endogena;
- circoscrivere la possibilità di presentare motivata istanza per la quantificazione della componente $OP^{new,a}$, limitandola alla quota di costi afferenti alle nuove attività o al nuovo perimetro gestito a partire dal 2024;
- declinare le modalità di aggiornamento di talune componenti tariffarie connesse con specifiche finalità, in particolare riconducibili agli oneri per gli adeguamenti agli standard di qualità tecnica e contrattuale (alla luce del previsto aggiornamento della regolazione della qualità contrattuale e in considerazione degli esiti dell'applicazione dei relativi meccanismi incentivanti);
- alla luce delle evidenze prodotte dagli operatori relativamente alla fase di prima applicazione del meccanismo di riconoscimento automatico del bonus sociale idrico, ricomprendere nell'ambito degli oneri per finalità sociali, OP^{a}_{social}, una specifica voce volta alla copertura dei costi (postali e bancari) riconducibili alla corresponsione del bonus sociale idrico alle utenze indirette;
- in considerazione delle novità procedurali per la verifica dei dati di qualità tecnica a opera di un pool di EGA, declinate nella delibera 23 dicembre 2025, 581/2025/R/idr (e descritte al Capitolo 6.4):
  - rivedere il parametro moltiplicativo z (che esprime, ai sensi del comma 24.2 del MTI-4, lo scostamento massimo ammesso in tariffa delle spese di funzionamento dell'EGA addebitate al gestore rispetto alla media di settore), riquantificandolo, a partire dal 2026, pari a 3,0 (in luogo del valore 2,5 fissato ai fini della prima approvazione tariffaria per il periodo 2024-2029);
  - prevedere che la necessità di fornire copertura ai maggiori oneri connessi con la predetta attività di verifica integri le casistiche per le quali sia possibile presentare istanza per il riconoscimento di una componente CO^{a}_{ATO} superiore a quella risultante dall'applicazione della formula di cui al comma 24.2 del MTI-4;

- introdurre ulteriori accorgimenti per accompagnare i processi volti a una razionalizzazione della governance di settore e alla piena operatività dei gestori unici, in particolare:
  - esplicitando le modalità di valorizzazione dei costi operativi di natura previsionale conseguenti alla realizzazione di impianti non ulteriormente procrastinabili negli ambiti in cui il gestore non abbia ancora

conseguito la necessaria capacità di ricorso al credito e di conduzione delle opere, rendendo necessario il ricorso a figure terze – rispetto al gestore – nella proprietà e nella gestione delle opere medesime;
  - rafforzando le misure tese alla sostenibilità finanziaria efficiente degli operatori interessati dalla fase di avvio della gestione in contesti caratterizzati da una rilevante entità del fenomeno della morosità.

Per quanto concerne i criteri per l'aggiornamento delle componenti a conguaglio di cui all'art. 28 del MTI-4, con la richiamata delibera 582/2025/R/idr, l'Autorità ha:

- ai fini della quantificazione della componente a conguaglio afferente ai costi di energia elettrica (Rc_{EE}^{a}), determinato il costo di riferimento $Benchmark_{EE}^{a-2}$ (che tiene conto dei costi, sostenuti nell'anno ($\alpha-2$), relativi a un mix teorico di acquisto) in esito alle ricognizioni all'uopo condotte dall'Autorità in ordine alla tipologia di contratto sottoscritto da ciascun gestore per la fornitura elettrica relativa al 2024 e al 2025, alla quantità di energia elettrica acquistata e al corrispondente costo. Nello specifico, è stato previsto che $Benchmark_{EE}^{a-2}$ sia determinato:
  - ai fini del calcolo dei conguagli per l'annualità 2026, pari a 0,2150 €/kWh, tenuto conto di una incidenza pari al 70% dei prezzi unitari variabili e al 30% di quelli unitari fissi;
  - ai fini del calcolo dei conguagli per l'annualità 2027, pari a 0,2210 €/kWh, tenuto conto di una incidenza pari al 90% dei prezzi unitari variabili e al 10% di quelli unitari fissi, secondo quanto indicato nella delibera 17 dicembre 2024, 570/2024/R/idr;
  - ai fini del calcolo dei conguagli per l'annualità 2028, tenuto conto di una incidenza pari al 90% dei prezzi unitari variabili e al 10% di quelli unitari fissi;
- allo scopo di contenere il valore di subentro delle gestioni di prossima scadenza, esplicitato che, ove il termine di operatività dei gestori sia antecedente alla conclusione del quarto periodo regolatorio, la possibilità di recupero (nell'ambito del valore residuo) di eventuali conguagli approvati dall'EGA ma non ancora recuperati nel piano economico-finanziario (PEF) del gestore uscente sia limitata, di norma, ai soli casi in cui tale differimento sia motivato dalla necessità di rispettare il limite di crescita annuale al moltiplicatore tariffario, anche presentando un piano che rechi l'indicazione delle annualità in cui è previsto il recupero in parola da parte del gestore subentrante nelle tariffe di pertinenza.

Nell'ambito delle misure a *sostegno degli investimenti*, con riguardo ai parametri da utilizzare ai fini dell'aggiornamento degli oneri finanziari e fiscali a partire dal 2026, con il medesimo provvedimento l'Autorità ha disposto di:

- rideterminare il valore del benchmark r_f^{real}(tasso *risk free* reale), ponendolo pari a 2,13% – tenuto conto dell'esito della verifica in ordine all'attivazione del trigger ai fini dell'aggiornamento, per il 2026, del tasso di remunerazione del capitale investito riferito a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas (di cui alla delibera 6 novembre 2025, 476/2025/R/com) – e di adeguare, conseguentemente (alla luce del citato aggiornamento del tasso r_f^{real}), il premio per il rischio di mercato (*ERP*), ponendolo pari a 3,1%;
- rideterminare il valore del parametro *WRP* (*Water Utility Risk Premium*), pari a 1,8%, tenuto conto della riscontrata riduzione dello spread tra i titoli di Stato italiani a 10 anni e i titoli tedeschi e, peraltro, osservando che la recente individuazione di ulteriori risorse pubbliche destinate a un regime di sovvenzioni per gli investimenti in infrastrutture idriche potrebbe contribuire all'attenuazione di taluni fattori di rischio;

- confermare il valore del parametro K_d^{real} (rendimento di riferimento delle immobilizzazioni, comprensivo anche del *Debt Risk Premium*), ponendolo pari al 3%, sostanzialmente in linea con il tasso medio sul debito riscontrato dall'Autorità nelle più recenti rilevazioni.

Relativamente alle misure per *favorire la sostenibilità energetica e ambientale*, anche in considerazione del fatto che non sono ancora disponibili gli esiti dell'applicazione delle misure al riguardo introdotte per il primo biennio del quarto periodo regolatorio, sono stati consolidati i criteri di prima utilizzazione del Fondo per la promozione dell'innovazione nel servizio idrico integrato, estendendo al biennio 2026-2027 le misure di incentivazione declinate (all'articolo 37 del MTI-4) per il precedente biennio 2024-2025, confermando le finalità di favorire: *i)* il riuso delle acque reflue, tramite l'attribuzione di premialità sulla base delle performance conseguite relativamente all'indicatore "RIU"; *ii)* la riduzione della quantità di energia elettrica acquistata, tramite l'assegnazione di premialità sulla base del contenimento dei volumi acquistati dal mercato energetico, anche nell'ottica di promuovere l'autoproduzione di energia in tutte le sue forme (peraltro in coerenza con gli obiettivi fissati dalla direttiva 2024/3019/UE – concernente il trattamento delle acque reflue urbane – tesi al progressivo incremento della produzione di energia rinnovabile per raggiungere gradualmente la neutralità energetica di taluni impianti di depurazione).

Con la menzionata delibera 582/2025/R/idr sono state poi introdotte specifiche previsioni volte ad assicurare l'opportuno *coordinamento tra la disciplina dello schema tipo di bando di gara* di cui alla delibera 347/2025/R/idr e le norme del MTI-4, affinché l'EGA proceda alle determinazioni tariffarie di competenza tenendo nella dovuta considerazione le condizioni alle quali l'operatore si sia aggiudicato l'affidamento del servizio in esito alla procedura a evidenza pubblica, con particolare riferimento:

- ad alcuni parametri che incidono sul limite annuale di crescita del moltiplicatore tariffario, qualora sia stata proposta – in sede di gara – una riduzione del limite di prezzo K o un aumento del fattore di *sharing* X;
- alle grandezze direttamente afferenti alla determinazione dei costi efficienti ammessi a riconoscimento tariffario, ove sia stata proposta una riduzione dei costi operativi endogeni, $Opex_{end}$, dei costi ambientali e della risorsa associati a specifiche finalità, ERC_{tel}, e/o dei costi operativi per adeguamenti agli standard di qualità contrattuale e tecnica, $Opex_{QC}$ e $Opex_{QT}$, nonché di quelli relativi alle eventuali variazioni di perimetro della gestione, OP^{new};
- allo *sharing* dei margini relativi alle altre attività idriche, nel caso ne sia stato proposto il contenimento;
- alle componenti di costo caratterizzanti lo schema di convergenza, nei contesti territoriali che presentino persistenti carenze informative.

Anche in considerazione delle novità procedurali per la validazione e la verifica dei dati di qualità tecnica di cui alla delibera 581/2025/R/idr, l'Autorità ha ritenuto necessario rideterminare il termine per adempiere agli obblighi di trasmissione del primo aggiornamento delle predisposizioni tariffarie (sulla base delle modalità definite all'art. 6 della delibera 639/2023/R/idr), differendo il citato termine dal 30 aprile 2026 al 31 luglio 2026.

Ulteriori misure a sostegno del finanziamento delle infrastrutture idriche

Stato di attuazione del PNRR

Nel corso del 2025 sono proseguite le attività di monitoraggio e rendicontazione finalizzate alla verifica del raggiungimento delle *milestone* attribuite a ciascuna linea di intervento e all'erogazione delle rate di finanziamento nell'ambito del PNRR, relative al potenziamento delle infrastrutture del servizio idrico integrato. Si fa riferimento alle seguenti linee di investimento della Missione M2 del suddetto Piano, avente a oggetto "*Rivoluzione verde e transizione ecologica*", e specificatamente alla Componente C4 – "*Tutela del territorio e della risorsa idrica*"[17]:

- M2C4 – I4.1 "Investimenti in infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico", per la quale sono state stanziate complessivamente risorse per 2 miliardi di euro;
- M2C4 – I4.2 "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti", per la quale sono state previste risorse per 900 milioni di euro;
- M2C4 – I4.4 "Investimenti in fognatura e depurazione", alla quale sono destinate risorse per 600 milioni di euro.

Alle risorse già individuate dal dispositivo di ripresa e resilienza si aggiungono quelle ulteriori assegnate nell'ambito del Programma operativo nazionale infrastrutture e reti 2014-2020 (PON IeR), nell'Asse IV, "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione e il monitoraggio delle reti", funzionale al raggiungimento dell'obiettivo principale di rafforzare la digitalizzazione delle reti, da trasformare in una "rete intelligente", iniziativa che ha messo a disposizione complessivamente 482 milioni di euro, finanziati dal Pacchetto di assistenza alla ripresa per la coesione e i territori di Europa (REACT-EU). Su quest'ultima misura, con la più recente presa d'atto n. 40 del 10 marzo 2026 l'Autorità di gestione del PON "Infrastrutture e Reti" 2014-2020, in esito alle verifiche condotte sugli obblighi di rendicontazione della misura e in considerazione della possibilità di ulteriori modifiche finanziarie dovute, principalmente, ai controlli della Commissione europea in fase di chiusura dei conti, ha approvato l'elenco aggiornato dei progetti ammessi al finanziamento per il richiamato Asse IV del PON.

Per quanto riguarda le linee di finanziamento sopra richiamate, con particolare riferimento alla linea I4.2, "Riduzione delle perdite nelle reti di distribuzione dell'acqua, compresa la digitalizzazione", per la quale nel primo semestre del 2024 aveva avuto luogo l'ampliamento delle risorse stanziate dalla Commissione europea[18], l'Autorità ha fornito il proprio contributo al Ministero sia nell'ambito della verifica del mantenimento del rispetto dei requisiti specifici e delle condizionalità inerenti al servizio idrico integrato da parte dei soggetti proponenti ammissibili (titolarità dell'affidamento e ottemperanza allo schema regolatorio *pro tempore* vigente) sia nelle attività di verifica dei target sulla distrettualizzazione e sulle perdite idriche da parte dei soggetti finanziati, ai fini della rendicontazione alla Commissione europea.

17 Per ulteriori approfondimenti sul contributo dell'Autorità allo sviluppo del PNRR, si rimanda alle precedenti *Relazioni Annuali*.
18 Per approfondimenti si rimanda al Volume 2 "Attività Svolta" della *Relazione Annuale* 2025.

Si segnala, da ultimo, che il Consiglio "Economia e Finanza" (ECOFIN) dell'Unione europea, nell'ambito della decisione del 25 novembre 2025, approvando l'ultima proposta di revisione del PNRR avanzata dal Governo, ha previsto l'implementazione di una nuova misura di finanziamento delle infrastrutture idriche, denominata M2C4-I4.5 "*Regime di sovvenzioni per gli investimenti in infrastrutture idriche*". Tale misura, per la quale è stato stanziato un miliardo di euro, servirà a finanziare una parte dell'investimento complessivo dei soggetti beneficiari, che dovranno assicurare una quota di cofinanziamento in tariffa, e prevederà due target: l'entrata in vigore dell'accordo attuativo entro il secondo trimestre 2026 e, nel medesimo trimestre, la conclusione delle convenzioni di finanziamento coi soggetti selezionati. Il regime sarà gestito da Invitalia in qualità di soggetto attuatore, e la decisione finale di aggiudicazione sarà attribuita a un comitato per gli investimenti o altro organo direttivo equivalente pertinente, indipendente dal Governo. Tale misura è stata declinata nello *Strumento finanziario nazionale per gli investimenti infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico* (SFNIISSI) dal decreto legge 19 febbraio 2026, n. 19, avente a oggetto le ulteriori disposizioni urgenti per l'attuazione del PNRR e in materia di politiche di coesione, che ne ha illustrato, all'art. 24, le modalità di funzionamento.

Primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti"

Con riferimento al primo stralcio del Piano nazionale degli interventi nel settore idrico, sezione "acquedotti", adottato con il DPCM 1° agosto 2019, ai sensi dell'art. 1, comma 516, della legge 27 dicembre 2017, n. 205 – come successivamente modificato e integrato dall'art. 1, comma 143, della legge 30 dicembre 2018, n. 145, e, da ultimo, con decreto legge 10 settembre 2021, n. 121, come convertito nella legge 9 novembre 2021, n. 156 – nel corso del 2025 l'Autorità ha proseguito l'attività di monitoraggio ed erogazione delle quote di finanziamento richieste dagli enti di riferimento competenti per gli interventi oggetto del Piano non ancora conclusi.

Nel medesimo periodo si sono concluse inoltre le verifiche inerenti al rispetto del vincolo di spesa, individuato al punto 1, comma 1, art. 8 della delibera 23 ottobre 2019, 425/2019/R/idr[19], che prevede che almeno l'80% della spesa totale del progetto finanziato sia utilizzato entro due anni dall'erogazione della prima quota di finanziamento, con riferimento all'ultima procedura di intimazione vigente, di cui alla delibera 6 settembre 2022, 417/2022/R/idr, avente a oggetto gli interventi nn. 16 e 17 e quale ente di riferimento il Commissario straordinario per la sicurezza del sistema idrico del Gran Sasso. Per quanto riguarda tale procedura, l'Autorità, in ragione del fatto che i ritardi rendicontati dal Commissario in sede di monitoraggio degli interventi non fossero ascrivibili alla sfera di responsabilità del soggetto realizzatore, ricevuto in merito anche il nulla osta a una proroga dei termini da parte del MIT, con la delibera 26 marzo 2024, 105/2024/R/idr, aveva assegnato al Commissario in parola un nuovo termine per adempiere all'obbligo, di cui al comma 8.1, punto 1), della delibera 425/2019/R/idr (originariamente fissato al 7 agosto 2023), individuando a tal fine la data del 28 febbraio 2025, con l'obbligo di inviare prova documentale entro il medesimo termine all'Autorità e alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA), e prevedendo le medesime conseguenze disposte con la precedente delibera 417/2022/R/idr in caso di mancata ottemperanza. In occasione dell'undicesimo monitoraggio semestrale (tenutosi nel mese di maggio 2025), il Commissario ha trasmesso all'Autorità e alla CSEA la documentazione avente a oggetto lo stato di avanzamento

19 Per le precedenti procedure di intimazione disposte dall'Autorità con le delibere 28 dicembre 2021, 633/2021/R/idr, 8 marzo 2022, 95/2022/R/idr e 13 settembre 2022, 428/2022/R/idr, e per gli esiti delle relative verifiche, si rimanda al Volume 2 delle *Relazioni Annuali* 2022, 2023, 2024 e 2025.

degli interventi n. 16 e n. 17 di cui all'Allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019, presentando contestualmente la documentazione attestante, per il progetto in parola, una spesa complessiva superiore all'80% dell'importo finanziato, confermando l'adempimento all'obbligo di cui alla citata delibera 105/2024/R/idr.

Al termine del sesto anno di attuazione del primo stralcio del Piano nazionale, in esito alla verifica degli adempimenti in capo all'ente di riferimento e al soggetto beneficiario – avvalendosi della CSEA per i profili di propria competenza – l'Autorità, ai sensi del rinnovato comma 4.1, lettera b), della delibera 425/2019/R/idr, ha provveduto ad autorizzare ulteriori quote di finanziamento per tre progetti inclusi nell'Allegato 1 al DPCM 1° agosto 2019, per un importo complessivo di 6.494.039,39 euro, pari al 9,8% % del finanziamento totale stanziato nel biennio 2019-2020[20]. I provvedimenti di interesse, per quanto riguarda le autorizzazioni in parola, sono:

- la delibera 4 febbraio 2025, 30/2025/R/idr, con riferimento agli interventi nn. 19 e 20, proposti dall'Ente idrico campano e aventi a oggetto, rispettivamente, "*Interventi di messa in sicurezza degli adduttori costituenti l'Acquedotto del Serino - 1° stralcio*", e "*Rifacimento rivestimento interno vasche serbatoi cittadini - 1° stralcio*", per un importo complessivo di 1.431.859,63 euro a conclusione del finanziamento assentito per i due interventi;
- la delibera 4 febbraio 2025, 31/2025/R/idr, con riferimento all'intervento n. 22, proposto dal Dipartimento Acqua e Rifiuti della Regione Sicilia e avente a oggetto "*Centrale di sollevamento delle acque trattate dal polo di potabilizzazione di Gela (MS 591)*", per un importo di 371.458,09 euro a conclusione del finanziamento assentito;
- la delibera 24 giugno 2025, 275/2025/R/idr, con riferimento all'intervento n. 11, proposto dall'Autorità unica per i servizi idrici e i rifiuti del Friuli-Venezia Giulia (AUSIR) e avente a oggetto "*Realizzazione di una presa di emergenza sul torrente Arzino a servizio dell'Acquedotto Destra Tagliamento (ADT). Interconnessione sistemi acquedottistici esistenti – solo progettazione*", per un importo di 144.598,51 euro a conclusione del finanziamento assentito;
- le delibere 24 giugno 2025, 276/2025/R/idr, e 16 dicembre 2025, 559/2025/R/idr, con riferimento all'intervento n. 16-17, proposto dal Commissario straordinario per la sicurezza del sistema idrico del Gran Sasso e avente a oggetto *"Progettazione degli interventi per la messa in sicurezza delle opere di captazione e adduzione dei sistemi acquedottistici alimentati dalle sorgenti del Traforo del Gran Sasso - lato Aquilano e Teramano*", per un importo complessivamente pari a 4.165.007,12 euro;
- la delibera 16 dicembre 2025, 560/2025/R/idr, con riferimento all'intervento n.12, proposto dall'Agenzia territoriale dell'Emilia-Romagna per i servizi idrici e rifiuti (ATERSIR), per un importo di 752.574,13 euro a conclusione del finanziamento assentito.

Per effetto dei richiamati provvedimenti, l'importo complessivo delle risorse di cui è stata autorizzata l'erogazione da dicembre 2019 a dicembre 2025 ammonta a 61.095.845,92 euro, pari a 91,9% del finanziamento totale stanziato, come aggiornato.

20 L'incidenza è stata calcolata considerato un quadro di risorse stanziate rimodulato (pari a 66.800.000 euro, a dispetto degli 80.000.000 di euro originari), che non include nel totale gli importi dei due progetti che erano stati oggetto di revoca nella Provincia di Catania (con le delibere dell'Autorità del 4 maggio 2023, 191/2023/R/idr e 192/2023/R/idr, nonché quello dell'intervento n. 10 (localizzato in Provincia di Venezia), le cui risorse erano confluite in uno degli elenchi della linea M2C4 – I4.1 del PNRR.

Infine, in data 4 febbraio 2026, l'Autorità ha trasmesso al MIT la consueta Relazione avente a oggetto lo stato di avanzamento e realizzazione dei progetti finanziati, sul livello di utilizzo delle risorse del Piano, ai sensi dell'art. 3, comma 2, del DPCM 1° agosto 2019, e dell'art. 5, comma 5, della delibera 425/2019/R/idr.

Piano nazionale di interventi infrastrutturali e per la sicurezza nel settore idrico

Con il decreto interministeriale 25 ottobre 2022, n. 350 (registrato alla Corte dei conti il 29 novembre 2022), il MIT ha definito le modalità e i criteri per la redazione e l'aggiornamento del "*Piano per gli interventi nelle infrastrutture idriche primarie per la sicurezza dell'approvvigionamento idrico*" (PNIISSI), attuando quanto previsto dall'art. 1, comma 516-bis[21], della legge 205/17, come modificata dalla legge 156/21, nell'ambito della riforma PNRR M2C4-R4.1, avente a oggetto "*Semplificazione normativa e rafforzamento della governance per la realizzazione di investimenti nelle infrastrutture di approvvigionamento idrico*"[22]. Il Piano è finalizzato alla programmazione di interventi nel settore dell'approvvigionamento idrico primario, anche a uso plurimo, compresa la realizzazione di nuovi serbatoi per l'accumulo e la regolazione di risorsa idrica, nonché di interventi relativi alle reti idriche di distribuzione, con priorità per gli interventi volti "*alla prevenzione del fenomeno della siccità, nonché alla mitigazione dei possibili e conseguenti danni, al potenziamento e all'adeguamento delle infrastrutture idriche, anche al fine di aumentare la resilienza dei sistemi idrici ai cambiamenti climatici e ridurre le dispersioni di risorse idriche*", e prevede un'attuazione per stralci, in esito a una fase di analisi delle proposte, trasmesse dalle amministrazioni interessate (Autorità di bacino distrettuali, EGA e altri enti territoriali coinvolti) con cadenza annuale, e svolta dal MIT, secondo una metodologia di valutazione (descritta nell'Allegato 2 al citato decreto), che assegna a ciascun intervento proposto un punteggio (*scoring*) – *tenuto anche conto della specifica valutazione della qualità tecnica e della sostenibilità economico-finanziaria effettuata dall'Autorità, con riferimento agli interventi proposti da soggetti dalla medesima regolati*.

Con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 17 ottobre 2024, in esito alla fase di valutazione delle proposte[23], durante le quali l'Autorità ha fornito il proprio contributo, è stata adottato il primo elenco di interventi ammissibili a finanziamento nell'ambito del PNIISSI. Con successivo decreto del 16 settembre 2025 il Ministero ha poi adottato il primo stralcio attuativo del PNIISSI, con il quale sono stati finanziati 66 interventi dell'elenco, per complessivi 954.765.360,67 euro. Su tale atto l'Autorità, tramite il provvedimento del 5 agosto 2025, 401/2025/I/idr, ha rilasciato parere favorevole con motivazioni, ribadendo il proprio impegno a monitorare gli adempimenti dei soggetti attuatori relativamente al riordino degli assetti del servizio idrico integrato e all'ottemperanza agli obblighi della regolazione *pro tempore* vigente, al fine di evitare che tali requisiti, attualmente in possesso dei destinatari delle misure in parola, possano venire meno nel corso della durata dei relativi interventi oggetto di stralcio.

21 L'articolo in oggetto dispone che "*con uno o più decreti del Ministro delle infrastrutture e [dei trasporti], di concerto con i Ministri* [dell'ambiente e della sicurezza energetica], [dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste], *della cultura e dell'economia e delle finanze, sentita l'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente... sono definiti le modalità e i criteri per la redazione e per l'aggiornamento del Piano nazionale di cui al comma 516* (...) *e della sua attuazione per successivi stralci* (...)".

22 Con l'atto 273/2022/I/idr del 21 giugno 2022 l'Autorità aveva fornito il proprio parere sullo schema di decreto in parola.

23 Per approfondimenti si rimanda al Volume 2 "Attività Svolta" della *Relazione Annuale* 2025.

In data 22 ottobre 2025 il MIT ha pubblicato l'Avviso di apertura della finestra temporale per la presentazione delle proposte ai fini dell'aggiornamento del Piano, che si è conclusa il 20 gennaio 2026.

Regolazione dei rapporti tra operatori e utenti

Qualità tecnica

Percorso di completamento della regolazione della qualità tecnica

A seguito di un primo intervento strutturale di riforma e aggiornamento della disciplina sulla qualità tecnica del SII (RQTI)[24] avvenuto con la delibera 637/2023/R/idr[25], con delibera 27 dicembre 2024, 595/2024/R/idr, l'Autorità ha avviato una fase sperimentale di monitoraggio e raccolta delle grandezze preposte alla costruzione dell'indicatore di resilienza idrica (macro-indicatore M0), precisando che "*L'Autorità intende ulteriormente proseguire nella collaborazione con le Amministrazioni competenti e gli stakeholder, al fine di addivenire alla costruzione di un macro-indicatore M0 che rifletta le effettive necessità di ciascun territorio in ordine al soddisfacimento dei fabbisogni complessivi, in vista della prevista applicazione del meccanismo di incentivazione a regime a partire dal 1 gennaio 2026*".

Le linee di azione delineate dall'Autorità con la citata delibera 637/2023/R/idr, inoltre, introducevano una forma di verifica dei dati messi a disposizione dal Gestore del servizio idrico al pertinente EGA, da parte di un pool di EGA di territori diversi. Tale innovazione è stata introdotta allo scopo di beneficiare di esperienze diverse e condividere buone pratiche, fermo restando il ruolo istituzionale dell'EGA territorialmente competente, al fine di rafforzare i profili di comparabilità dei dati e accrescere la robustezza delle banche dati impiegate nella produzione dei dati oggetto di valutazione nell'ambito del meccanismo incentivante della RQTI.

Per le motivazioni anzidette l'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera, 425/2025/R/idr, ha sottoposto a consultazione i propri orientamenti in ordine alla definizione delle misure di completamento della regolazione della qualità tecnica previste dalla delibera 637/2023/R/idr, attraverso il documento per la consultazione del 28 ottobre 2025, 470/2025/R/idr.

Con la delibera 23 dicembre 2025, 581/2025/R/idr, l'Autorità ha pertanto provveduto a integrare la regolazione della qualità tecnica, prevedendo in particolare un ulteriore affinamento metodologico per il calcolo dell'indicatore M0b – Resilienza idrica a livello sovraordinato, in ragione delle difficoltà riscontrate nel corso del primo

24 Introdotta con la delibera 917/2017/R/idr e il relativo allegato A, recante la "Regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)".

25 Delibera 28 dicembre 2023 recante "Aggiornamento della disciplina in materia di regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQTI)", nonché modifiche all'Allegato A alla delibera 28 dicembre 2012, 586/2012/R/idr e all'Allegato A alla delibera 655/2015/R/idr (RQSII).

biennio di applicazione della fase sperimentale di monitoraggio e raccolta delle grandezze preposte alla costruzione dell'indicatore in parola. Più nel dettaglio, è stato stabilito che:

- l'adozione di dimensioni territoriali di riferimento inferiori a quella regionale sia consentita solamente in presenza di un'analisi esplicita, motivata con criteri idrogeologici, che ne giustifichi l'impiego;
- ai fini della determinazione delle disponibilità idriche, debba essere utilizzata la metodologia di calcolo euristico illustrato nella RQTI, escludendo la possibilità di utilizzare stime che valutano la sola variazione della ricarica annuale delle disponibilità;
- il macro-indicatore M0 sia affiancato da due ulteriori indicatori semplici che evidenziano lo stato di stress idrico del territorio, denominati "G0.0a - Impatto della ricarica rispetto ai consumi del territorio", e "G0.0b - Trend temporale della ricarica", valorizzando in tal modo le stime già disponibili presso le Autorità di bacino distrettuale in tema di variazioni delle disponibilità idriche;
- l'applicazione del meccanismo di incentivazione a regime per il macro-indicatore M0 sia differita al 1° gennaio 2028.

Inoltre, con la citata delibera 581/2025/R/idr è stata confermata l'introduzione, a partire dall'anno 2026, di una forma di condivisione delle modalità di verifica da parte di una pluralità di EGA, in modo da poter beneficiare di esperienze diverse e condividere buone pratiche e per rafforzare i profili di comparabilità. Alla luce delle novità procedurali per lo svolgimento della verifica in pool dei dati di qualità tecnica, è stato pertanto stabilito:

- il differimento del termine perentorio per l'adempimento agli obblighi di trasmissione – da parte di ciascun EGA – dei dati richiesti dalla RQTI, dal 30 aprile 2026 al 30 giugno 2026;
- l'adozione di un ulteriore termine perentorio per la trasmissione dei dati di qualità tecnica da parte di ciascun gestore verso il rispettivo EGA competente, fissando il citato termine al 31 marzo 2026.

In merito alle modalità di svolgimento dell'attività di verifica in pool degli EGA, è stato inoltre previsto che:

- sia facoltà di ciascun pool scegliere le modalità più funzionali per lo svolgimento dell'attività di verifica comune, pur indicando una scansione delle tempistiche intermedie, derogabile con il consenso dei partecipanti al pool;
- ogni EGA nomini uno o più soggetti con comprovata esperienza per effettuare l'attività di verifica in pool;
- al termine dell'attività di verifica in pool, sia rilasciata all'EGA territorialmente competente una specifica relazione di verifica, secondo il format stabilito dall'Autorità, opportunamente siglata da ciascuno dei singoli esperti che hanno effettivamente svolto tale attività per conto degli EGA nominanti; tale relazione dovrà essere corredata dalle dichiarazioni di riservatezza e non incompatibilità siglate da ciascuno degli esperti coinvolti e, successivamente, trasmessa all'EGA competente per permettere al medesimo di ottemperare all'invio di tutta la documentazione all'Autorità entro le tempistiche stabilite;
- sia necessario adottare modalità tracciabili per la condivisione dei dati e dei documenti di supporto utili, nonché per la trasmissione delle relazioni di verifica in pool, e di ogni ulteriore eventuale osservazione di rilievo;
- con successivo provvedimento, l'Autorità provvederà alla determinazione della composizione dei pool, secondo principi orientati alla rotazione periodica dei soggetti verificati, prevedendo di escludere dall'attività di verifica in pool gli EGA che non abbiano svolto nelle precedenti applicazioni del meccanismo incentivante la prevista attività di validazione nel proprio territorio di competenza.

La delibera 581/2025/R/idr ha inoltre disposto alcuni chiarimenti applicativi per gli ulteriori macro-indicatori della qualità tecnica, allo scopo di promuovere l'obiettivo di miglioramento della qualità e dell'efficienza delle infrastrutture idriche, eventualmente potenziando oppure affinando gli standard vigenti. Tra i principali chiarimenti, si richiamano i seguenti:

- per i macro-indicatori M1 – Perdite idriche, M2 – Interruzioni del servizio, M3 – Qualità dell'acqua erogata e M4 – Adeguatezza del sistema fognario, individuazione di una soglia minima per l'applicazione dei livelli di valutazione avanzati e di eccellenza, basata sulla lunghezza totale delle condotte (100 km);
- per i macro-indicatori M5 – Smaltimento fanghi in discarica e M6 – Qualità dell'acqua depurata, individuazione di una soglia minima per l'applicazione dei livelli di valutazione avanzati e di eccellenza, basata sul carico inquinante totale depurato in impianti di trattamento di acque reflue urbane (10.000 abitanti equivalenti);
- per il macro-indicatore M6, applicazione dei soli livelli di valutazione di base per le gestioni non integrate che gestiscono un unico impianto di trattamento delle acque reflue;
- introduzione di ulteriori restrizioni in merito a forme di stima o di parametrizzazione delle utenze indirette interessate dalle interruzioni del servizio idro-potabile, alla base della costruzione dei macro-indicatori M2 e M3, nonché a forme di stima dei volumi considerati per il macro-indicatore M1;
- per l'indicatore semplice M4a – Frequenza allagamenti e/o sversamenti da fognatura, specificazioni ulteriori in relazione alle modalità di individuazione degli allagamenti o degli sversamenti occorsi su reti interne d'utenza;
- per i macro-indicatori M6 e M3, promozione dell'impiego di una valutazione dei superamenti dei limiti normativi per i parametri inquinanti secondo la "regola 3" delle Linee Guida SNPA 34/2021, che considera l'intervallo di incertezza delle metodiche adottate secondo una modalità cosiddetta di "accettazione semplice";
- per il macro-indicatore M6, esplicitazione di una modalità di individuazione dei campioni con superamento dei limiti che consideri anche quelli individuati dalle Autorità di controllo ambientale, in analogia con quanto già richiesto per il calcolo del macro-indicatore M3 in presenza di ordinanze di non potabilità, nonché quelli derivanti da eventuali periodi di deroga dai limiti di scarico di uno o più impianti di depurazione, allo scopo di rendere effettivamente comparabili le performance conseguite da ciascuna gestione.

Applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica per gli anni 2022 e 2023 (RQTI)

Nel corso dell'anno 2025 si è concluso il terzo procedimento di attribuzione dei premi e delle penalità di qualità tecnica, sulla base delle performance realizzate da ciascun gestore negli anni 2022 e 2023, secondo quanto stabilito al Titolo 7 della delibera 917/2017/R/idr.

Nell'ambito del procedimento in parola, avviato con la delibera 39/2024/R/idr del 6 febbraio 2024, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal meccanismo incentivante, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella Nota metodologica di cui all'Allegato A alla delibera 17 aprile 2025, 181/2025/R/idr.

Come per i precedenti procedimenti di attribuzione di premi e penalità per i bienni 2018-2019 e 2020-2021, il nuovo procedimento ha beneficiato di un articolato percorso istruttorio, che ha portato a escludere dal meccanismo incentivante alcuni macro-indicatori per talune gestioni, per situazioni di fatto (per esempio servizio non gestito), istanze dell'EGA specificamente previste (per esempio eventi imprevisti che abbiano provocato un peggioramento delle performance, mancanza di prerequisiti), mancata ottemperanza a prescrizioni regolatorie (per esempio mancato invio di predisposizioni tariffarie), carenze nella documentazione fornita o incongruenze dei dati.

La delibera conclusiva sull'applicazione del meccanismo è stata preceduta dalla comunicazione, a ciascuna gestione interessata, delle prime risultanze delle già menzionate attività istruttorie, con lo scopo di rendere edotte – nei casi in cui siano emerse criticità – le gestioni e i pertinenti EGA sugli esiti delle verifiche svolte e al fine di recepire eventuali osservazioni utili ai fini istruttori. Sono state, quindi, specificamente valutate le risposte pervenute nel rispetto dei termini perentori indicati.

L'esito della terza applicazione del meccanismo incentivante è stato pubblicato con delibera 27 maggio 2025, 225/2025/R/idr, e i risultati sono descritti nel Volume 1 della presente *Relazione Annuale.*

A conclusione delle attività legate al meccanismo incentivante per il biennio 2022-2023, il 17 luglio 2025 l'Autorità ha provveduto a organizzare, presso il Conservatorio Giuseppe Verdi a Milano, un seminario dal titolo "Evoluzione delle metodologie istruttorie per l'ammissione degli operatori e per la valutazione dei risultati", per illustrare le analisi effettuate nelle attività istruttorie per l'ammissione degli operatori ai meccanismi incentivanti premi/penalità della regolazione della qualità tecnica e contrattuale e i criteri di valutazione dei risultati. In tale occasione, l'Autorità ha inoltre premiato gli operatori che si sono distinti negli stadi di valutazione avanzati e nello stadio di eccellenza della qualità del servizio idrico integrato.

Parallelamente allo svolgimento delle istruttorie per il biennio 2022-2023, con Comunicato agli operatori del 5 marzo 2025, è stata avviata la raccolta dei dati di qualità tecnica relativi all'annualità 2024, con cui gli EGA o gli altri soggetti competenti individuati con legge regionale, responsabili della predisposizione tariffaria, hanno provveduto alla trasmissione online dei dati relativi e della documentazione associata, entro il termine perentorio stabilito nel 30 aprile 2025, ai sensi del comma 1.3 della delibera 637/2023/R/idr.

Qualità contrattuale

Qualità contrattuale e monitoraggio delle prestazioni riferite all'anno 2024

Nel mese di febbraio 2025, è stata avviata la "Raccolta dati: Qualità contrattuale del servizio idrico integrato – Anno 2024"[26] con la finalità di:

- acquisire le informazioni in merito alle prestazioni rese nel corso del 2024 dai gestori del servizio idrico integrato, monitorando l'evoluzione dei livelli di qualità contrattuale offerti all'utenza;
- acquisire, altresì, il riepilogo delle prestazioni eseguite nella medesima annualità, funzionale all'applicazione del meccanismo di incentivazione[27] di cui al Titolo XIII dell'Allegato A alla delibera 655/2015/R/idr (RQSII), basato sui macro-indicatori di qualità contrattuale MC1 – "Avvio e cessazione del rapporto contrattuale" (composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative ai preventivi, all'esecuzione di allacciamenti e lavori, all'attivazione e disattivazione della fornitura) e MC2 – "Gestione del rapporto contrattuale e accessibilità del servizio" (composto dagli indicatori semplici afferenti alle prestazioni relative agli appuntamenti, alla fatturazione, alle verifiche dei misuratori e del livello di pressione, alle risposte a richieste scritte, nonché alla gestione dei punti di contatto con l'utenza)[28].

Con la medesima raccolta, sono stati inoltre acquisiti i dati relativi all'erogazione degli indennizzi automatici previsti nei casi di mancato rispetto della regolazione della morosità nel SII (REMSI) di cui all'Allegato A alla delibera 16 luglio 2019, 311/2019/R/idr, entrata in vigore a far data dal 1° gennaio 2020[29].

Applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità contrattuale per gli anni 2022 e 2023 (RQSII)

Nel corso dell'anno 2025 si è concluso il procedimento di attribuzione dei premi e delle penalità della qualità contrattuale, basato sulle performance realizzate da ciascuna gestione nel biennio 2022-2023, come previsto dal meccanismo incentivante definito con il Titolo XIII della citata RQSII, aggiornato, successivamente,

26 I termini per la comunicazione all'Autorità delle informazioni e dei dati di qualità contrattuale riferiti al 31 dicembre 2024 sono stati fissati al 17 marzo 2025, per i gestori, e al 28 aprile 2025, per gli EGA (chiamati alla relativa validazione).

27 Sulla base di quanto previsto al comma 91.2 della RQSII, a partire dal 2024 e analogamente al meccanismo incentivante della qualità tecnica, più sopra illustrato, la valutazione della performance della singola gestione viene effettuata – stabilmente – al termine del periodo di valutazione, costituito dal biennio precedente.

28 I macro-indicatori di qualità contrattuale sono costruiti come media ponderata dei pertinenti indicatori semplici, pesata in base al numero delle prestazioni erogate dalla gestione (dato dalla somma del numero delle prestazioni entro il rispettivo standard previsto dalla RQSII e di quello delle prestazioni non conformi per causa imputabile alla responsabilità del gestore), secondo quanto previsto al comma 92.2 della RQSII.

29 Tali casistiche sono dettagliate dall'art. 10 del REMSII che prevede l'erogazione di un indennizzo automatico pari a 30 euro per (a) sospensione/disattivazione della fornitura di un utente non disalimentabile, (b) disattivazione di un utente finale domestico residente, (c) limitazione/sospensione/disattivazione in assenza di invio della comunicazione di costituzione in mora, (d) limitazione/sospensione/disattivazione in presenza di una puntuale comunicazione di avvenuto pagamento da parte dell'utente. Il medesimo art. 10 prevede altresì l'erogazione di un indennizzo automatico pari a 10 euro per limitazione/sospensione/disattivazione con comunicazione di costituzione in mora viziata da minori errori procedurali.

nelle sue modalità applicative con la delibera 637/2023/R/idr[30] e, da ultimo, con la delibera 23 dicembre 2025, 579/2025/R/idr. In particolare, il menzionato procedimento, avviato con la delibera 6 febbraio 2024, 37/2024/R/idr, si è articolato in due fasi:

- una prima fase di identificazione del set di gestioni per le quali si possiede un corredo completo di informazioni ai fini della definizione della graduatoria per lo stadio di eccellenza, nonché dell'attribuzione delle relative premialità e penalità riferite a tutti gli Stadi, per il biennio 2022-2023;
- una seconda fase di attribuzione delle penalità per tutte le gestioni che non hanno inviato – nel rispetto dei termini fissati dall'Autorità – i dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità contrattuale sottesi ai macro-indicatori ammessi al meccanismo di incentivazione.

Successivamente alla pubblicazione della sopracitata delibera 37/2024/R/idr, l'Autorità ha condotto puntuali approfondimenti istruttori finalizzati a verificare la correttezza e la congruità delle informazioni trasmesse dai gestori del SII nell'ambito delle edizioni della raccolta dati di qualità contrattuale rilevanti ai fini dell'applicazione del meccanismo di incentivazione, i cui esiti preliminari, in termini di applicazione/esclusione – totale o parziale – dal medesimo meccanismo, sono stati illustrati (tipizzando le casistiche individuate) nella Nota metodologica di cui all'Allegato A alla delibera 13 maggio 2025, 203/2025/R/idr.

L'attività istruttoria è proseguita poi nel corso del 2025 con l'invio di comunicazioni individuali volte a rendere edotti – nei casi in cui siano emerse casistiche di esclusione o criticità – le gestioni e i pertinenti EGA degli esiti delle verifiche svolte, al fine di consentire i necessari approfondimenti. Nello specifico, le verifiche svolte hanno riguardato:

- la sussistenza dei presupposti per l'applicazione delle penalità attribuibili – ai sensi del comma 1, lett. b), della delibera 37/2024/R/idr – nei casi di mancato invio dei dati necessari alla valutazione degli obiettivi di qualità contrattuale;
- l'ammissibilità (o meno) al meccanismo incentivante, da valutare al ricorrere delle seguenti casistiche: i) gestione integrata del servizio idrico (e conseguente esclusione nei casi di gestione del solo servizio di fognatura e/o depurazione); ii) ottemperanza agli obblighi di trasmissione dei dati di qualità contrattuale richiesti dall'Autorità ai fini dell'individuazione dei livelli di partenza dei singoli macro-indicatori; iii) eventuale presenza di istanze di deroga[31] specifiche sottoposte all'attenzione dell'Autorità medesima; iv) casi di adozione dello schema regolatorio di convergenza[32];

30 Con riferimento al biennio 2022-2023, e tenuto conto delle novità introdotte con la delibera 637/2023/R/idr che ha reso strutturale la valutazione cumulativa su base biennale anche degli obiettivi di qualità contrattuale, l'espletamento delle valutazioni quantitative è stato svolto sulla base dei dati di qualità contrattuale, qualora comunicati dai gestori nell'ambito delle relative raccolte dati, con riferimento all'anno 2021 (anno base) e all'anno 2023 (anno obiettivo), assumendo per perseguito l'obiettivo relativo all'anno 2022.

31 Nello specifico, in considerazione dei processi di aggregazione delle gestioni e delle connesse tempistiche necessarie a garantire la progressiva uniformità nell'applicazione dei livelli di qualità sull'intero territorio gestito, agli EGA è riconosciuta la facoltà di presentare specifiche e motivate istanze di deroga ai sensi dell'articolo 2, comma 2.1, della delibera 547/2019/R/idr, al fine di garantire un'applicazione selettiva e graduale della regolazione della qualità contrattuale nei territori interessati dai richiamati processi.

32 Allo schema regolatorio di convergenza di cui al Titolo 8 del Metodo tariffario idrico 2020-2023 MTI-3 (allegato A alla delibera 27 dicembre 2019, 580/2019/R/idr) è espressamente associato un percorso di progressivo recupero della qualità del servizio secondo un programma di impegni ben identificati tale per cui le gestioni che ricadono in questa casistica non possono che risultare escluse dalle valutazioni di tutti gli Stadi.

- l'ammissibilità alle premialità in ordine alla presenza di una proposta di schema regolatorio MTI-4 – inviata nel rispetto dei termini previsti dalla sopracitata delibera 37/2024/R/idr[33], all'attività di validazione in capo agli EGA, nonché agli obblighi di versamento delle componenti perequative specifiche del settore idrico alla CSEA;
- la coerenza e la consistenza dei dati forniti, anche mediante l'individuazione di alcune casistiche di incompletezza che, oltre a configurarsi quale profilo di inadempienza agli obblighi di registrazione e comunicazione all'Autorità e a obblighi di servizio, sono risultate indice di un inadeguato livello qualitativo garantito all'utenza, suggerendo pertanto la necessità di escludere l'accesso alle premialità per le relative gestioni.

Gli esiti dell'applicazione del meccanismo incentivante per il biennio 2022-2023 sono stati pubblicati con delibera 24 giugno 2025, 277/2025/R/idr, e sono approfonditamente descritti nel Volume 1 della presente *Relazione Annuale*.

Aggiornamento della regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato

Con la delibera 424/2025/R/idr, l'Autorità, al fine di rafforzare le misure volte ad assicurare la diffusione, la fruibilità e la qualità del servizio all'utenza in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, ha avviato un procedimento per l'aggiornamento della regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato di cui alla delibera 655/2015/R/idr, anche tenuto conto dell'evoluzione del quadro normativo e regolatorio di riferimento e in coordinamento, pur nelle specificità del settore idrico, con gli altri settori regolati. Nell'ambito del menzionato procedimento, l'Autorità ha adottato il documento per la consultazione 28 ottobre 2025, 469/2025/R/idr, con il quale sono stati illustrati gli orientamenti che hanno guidato l'aggiornamento della disciplina in materia di qualità contrattuale, con specifico riferimento alla revisione dell'attuale meccanismo incentivante premi/penalità, nonché alle principali integrazioni che si intendevano apportare all'impianto della RQSII, declinate soprattutto in termini di migliore accessibilità al servizio e di maggior tutela per gli utenti finali, in ottica di migliore partecipazione consapevole.

Successivamente, con la delibera 579/2025/R/idr, l'Autorità ha approvato l'"*Aggiornamento della regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono*". Nello specifico, anche in considerazione delle osservazioni pervenute in risposta alla consultazione e al fine di rafforzare l'applicazione di misure uniformi sul territorio nazionale a favore dell'utenza finale, semplificando, laddove possibile, procedure e adempimenti a carico dei gestori del servizio idrico integrato, con la menzionata delibera 579/2025/R/idr, l'Autorità ha previsto:

- con riferimento all'aggiornamento dell'attuale meccanismo incentivante premi/penalità di cui al Titolo XIII della RQSII:
  - l'introduzione, a partire dal periodo di valutazione delle performance 2024-2025, di un elemento di gradualità nella valutazione degli obiettivi di mantenimento/miglioramento richiesti alle gestioni ammesse al meccanismo di incentivazione, assicurando il medesimo esito, in termini di premialità, alle gestioni che,

33 Da verificarsi, nello specifico, entro la data dichiarata nella raccolta dati RQTI e, in ogni caso, entro la data del 31 ottobre 2024.

pur partendo da classi differenti all'anno base, raggiungano all'anno di valutazione delle performance il medesimo livello di qualità contrattuale;

- a partire dal periodo di valutazione delle performance 2026-2027, la suddivisione dell'attuale Classe B di entrambi i macro-indicatori in due sottoclassi, assegnando alla nuova Classe C un obiettivo di miglioramento del +2%, nonché l'incremento della soglia di accesso alla Classe A per il macro-indicatore MC2 dal 95% al 96%, al fine di incentivare i gestori meno performanti a colmare il gap con le realtà più virtuose;
- ferma restando la quantificazione di premi/penali prevista all'articolo 96 della RQSII, una nuova distribuzione dei pesi associati ai macro-indicatori MC1 e MC2 a partire dal periodo di valutazione delle performance 2026-2027, ponendo il peso λ_{MC} associato al macro-indicatore MC2 pari al 60%, al fine di incentivare ulteriormente il miglioramento dei livelli qualitativi nelle prestazioni afferenti alla gestione del rapporto contrattuale con l'utenza finale;
- l'estensione, a partire dal 2028, del meccanismo dell'attività di verifica in *pool* alla qualità contrattuale, al fine di incrementare la qualità del dato alla base delle valutazioni quantitative delle performance nonché favorire la comparabilità tra soggetti valutati operanti in territori diversi[34];

- con riferimento all'adeguamento e all'integrazione di taluni aspetti della disciplina in materia di qualità contrattuale dell'SII, e a partire dal 1° gennaio 2027:
  - l'eliminazione dell'indicatore relativo al "Tempo per la risposta alle richieste scritte di rettifica di fatturazione", facendo confluire queste ultime nella trattazione dei reclami scritti ed eliminando il relativo standard generale, al fine di introdurre una misura di tutela rafforzata a favore dell'utente finale che, in caso di risposta tardiva da parte del gestore, avrebbe diritto al riconoscimento di un indennizzo automatico, nonché di semplificare gli obblighi di registrazione e comunicazione delle prestazioni per i gestori;
  - l'esplicitazione di talune funzionalità dello sportello online, già disciplinato a partire dal 2016 con l'articolo 54 della RQSII[35], e in particolare che, qualora l'utente presenti un reclamo o una richiesta di informazioni mediante tale canale di contatto, possa scaricare o ricevere tramite posta elettronica una copia del modulo compilato, recante la data di presentazione e il codice di riferimento della pratica, nonché l'obbligo per il gestore di mantenere attivo, per almeno un anno dal mese successivo a quello di emissione della fattura di chiusura, l'accesso riservato all'area personale dell'utente per funzioni di consultazione (bollette, documenti ecc.) e comunicazione (per esempio per l'invio di reclami);
  - in analogia alle tutele previste a favore dei clienti dell'energia elettrica e del gas naturale, che le risposte ai reclami siano strutturate secondo una sequenza di parti, o sezioni, dal titolo predefinito, mantenendo comunque un *set* minimo obbligatorio di informazioni più dettagliate per le risposte ai reclami aventi a oggetto eventuali doglianze sugli importi fatturati[36];

34 Il meccanismo dell'attività di verifica in pool verrebbe implementato con cadenza biennale, con prima applicazione alle valutazioni quantitative delle performance per il biennio 2026-2027, potendo disporre di dati utili alla definizione delle attività richieste al pool e in ottica di valutazione dei benefici attesi.

35 Secondo quanto previsto dall'articolo 54 della RQSII, il gestore mette a disposizione dell'utente finale un sito internet attraverso il quale è possibile inoltrare, per esempio, anche tramite apposite maschere o web chat per l'assistenza in linea, reclami, richieste di informazioni, richieste di preventivazione ed esecuzione di lavori e allacciamenti, richieste di attivazione, disattivazione, voltura, subentro nella fornitura, richieste di appuntamenti, di verifiche del misuratore e del livello di pressione.

36 Nel caso in cui il reclamo abbia a oggetto eventuali doglianze sugli importi fatturati, nella risposta devono essere riportati gli elementi già previsti dal comma 50.3 della RQSII ed evidenziato il calcolo effettuato per la successiva rettifica, qualora dovuta.

- nuovi obblighi di servizio in materia di call center, qualora il Gestore decida di dotarsi di operatori virtuali nell'assistenza all'utenza veicolata mediante il canale telefonico, al fine di garantire sempre la possibilità di intervento da parte di un operatore umano[37];
- l'obbligo per il gestore, nei casi in cui la verifica e la sostituzione del misuratore sia effettuata d'ufficio dal gestore medesimo (per esempio, per rinnovo parco misuratori), di rilasciare, qualora l'utente ne faccia richiesta, una copia del verbale di intervento;
- che l'indennizzo automatico non venga corrisposto se l'utente finale ha già ricevuto nel corso dell'anno un indennizzo per risposta tardiva a un reclamo relativo alla medesima doglianza[38];
- l'obbligo per il gestore di registrare, per tutte le prestazioni soggette a standard specifico e generale di qualità: *i)* il codice identificativo unico di cui all'articolo 17 del Testo integrato per la regolazione del servizio di misura nell'ambito del servizio idrico integrato a livello nazionale (TIMSII)[39], nel caso di utenze contrattualizzate, anche al fine di consentire un efficace trattazione dei reclami (art. 75 della RQSII); *ii)* per gli indicatori relativi al pronto intervento, data e ora della risoluzione della situazione di pericolo[40], al fine di monitorare eventuali ritardi e inefficienze riferiti all'attività di pronto intervento.

Aggiornamento della disciplina in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione

L'Autorità ha da sempre posto particolare attenzione all'empowerment del consumatore, intesa anche come promozione e rafforzamento degli strumenti di informazione, di formazione e di trasparenza a favore dei consumatori. In questo ambito è ricompreso, tra altro, l'obiettivo generale di adottare misure di semplificazione e maggiore trasparenza delle bollette di tutti i servizi regolati, anche al fine di permettere una migliore comprensione da parte dell'utenza finale delle informazioni ivi contenute.

Con la delibera 25 marzo 2025, 122/2025/R/idr, l'Autorità ha avviato un procedimento per la modifica e l'aggiornamento della disciplina della trasparenza dei documenti di fatturazione di cui alla delibera 28 dicembre 2012, 586/2012/R/idr, al fine di rafforzare il perseguimento degli obiettivi di trasparenza e maggiore comprensione delle informazioni a favore dell'utente finale, anche in considerazione delle importanti e diversificate innovazioni normative e regolatorie intervenute successivamente all'adozione della sopracitata delibera. Nello specifico, con la menzionata delibera 122/2025/R/idr, l'Autorità ha previsto, da un lato, di riorganizzare il contenuto informativo della bolletta, dall'altro, in un'ottica di stabilità e coerenza della disciplina applicabile, rafforzare il collegamento con i criteri varati in materia di corrispettivi all'utenza finale per il servizio reso, mediante l'individuazione delle

37 Tali obblighi prevedono, in particolare: *i)* la possibilità per l'utente di parlare sempre con un operatore umano, e che la relativa opzione si trovi almeno al secondo livello dell'albero fonico; *ii)* che l'utente sia sempre avvertito in anticipo se la scelta di opzione, a qualsiasi livello dell'albero fonico, comporta il trasferimento della chiamata all'assistente vocale; *iii)* che, durante la conversazione con l'assistente vocale, l'utente possa in qualunque momento chiedere di parlare con un operatore umano; *iv)* che la chiamata sia automaticamente trasferita a un operatore umano se l'assistente vocale non è in grado di comprendere o soddisfare la richiesta dell'utente, o su richiesta dell'utente medesimo.

38 In luogo dell'attuale previsione per cui l'indennizzo, tra l'altro, non viene corrisposto se l'utente ha già ricevuto in corso d'anno un indennizzo per violazione del medesimo standard (comma 73.1, lett. b), della RQSII).

39 Allegato A alla delibera 5 maggio 2016, 218/2016/R/idr, recante "Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura del servizio idrico integrato a livello nazionale".

40 In merito all'individuazione dei criteri per la classificazione delle situazioni di pericolo, vale quanto già previsto dall'articolo 33, comma 33.2, della RQSII, che individua puntualmente tali casistiche ai fini del rispetto dello standard generale relativo al "Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento".

voci da inserire nel "Quadro di dettaglio", a oggi predisposto dai gestori secondo schemi flessibili, sulla base di layout che rispecchiano a volte le singole specificità locali.

Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori

Schema tipo di bando di gara

Nel mese di luglio del 2025 l'Autorità ha completato il procedimento volto alla definizione dello schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio idrico integrato[41].

Più precisamente, con il documento per la consultazione 25 marzo 2025, 123/2025/R/idr l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti finali e, successivamente, con la richiamata delibera, 347/2025/R/idr ha concluso il procedimento approvando lo schema tipo di bando di gara[42]. Tale provvedimento:

- trova applicazione per tutte le procedure a evidenza pubblica avviate a far data dal 1° gennaio 2026 finalizzate all'affidamento del servizio idrico integrato svolto, secondo le previsioni della normativa vigente, dal gestore unico d'ambito selezionato all'esito della gara, nonché per le procedure di affidamento a società mista limitatamente agli aspetti concernenti la selezione del soggetto privato di cui al decreto legislativo 19 agosto 2016, n. 175;
- definisce i contenuti regolatori minimi dei bandi di gara per l'affidamento del servizio idrico integrato rinviando per i contenuti non disciplinati nel provvedimento, in relazione ai profili di applicabilità, alle disposizioni generali contenute nella disciplina sui contratti pubblici (decreto legislativo 31 marzo 2023, n. 36) e ai pertinenti atti tipo adottati dall'Autorità nazionale anticorruzione, nonché alle disposizioni eurounitarie e nazionali dettate dalla normativa settoriale ambientale e dei servizi pubblici locali;
- introduce, in particolare, specifiche misure relativamente a:
  - *Documentazione di gara*, esplicitando il rinvio agli atti disciplinati nell'alveo della regolazione del servizio, ai principi generali in materia di contratti pubblici e alla normativa di settore;
  - *Durata*, richiamando i criteri posti dalla regolazione in coerenza con la disciplina ambientale di settore e con i principi eurounitari e nazionali, commisurando la medesima all'entità degli investimenti previsti;

41 Il procedimento è stato avviato con la delibera 14 febbraio 2023, 51/2023/R/idr per ottemperare alla previsione di cui all'art. 7, comma 2, del decreto legislativo 23 dicembre 2022, n. 201 secondo cui le Autorità di regolazione predispongono "*[...] schemi di bandi di gara e schemi di contratti tipo secondo quanto disposto dalle discipline di settore*".

42 Con il documento per la consultazione 18 giugno 2024, 245/2024/R/idr, l'Autorità aveva già illustrato gli elementi di inquadramento generale e gli orientamenti per la definizione dello schema tipo di bando di gara.

- *Condizioni di partecipazione*, citando i parametri normativi in materia di contratti pubblici sottesi all'applicazione dei requisiti di partecipazione alla gara e introducendo la possibilità per l'EGA di richiedere l'evidenza del passato svolgimento di servizi analoghi a quelli oggetto di affidamento;
- *Oggetto e valore dell'affidamento*, declinando l'oggetto in modo coerente con la perimetrazione del servizio come definito dalla regolazione e dalla normativa di settore e specificando, con riferimento al valore dell'affidamento, che lo stesso è determinato dall'EGA e indicato nel PEF dello specifico schema regolatorio posto a base di gara, a partire dall'ultimo PEF del gestore uscente, sulla base delle ipotesi di sviluppo attese dal nuovo affidamento e delle indicazioni metodologiche per lo sviluppo del PEF fino al termine dell'affidamento fornite dall'Autorità nel contesto della regolazione tariffaria;
- *Criteri di valutazione delle offerte*, esplicitando il criterio di aggiudicazione dell'offerta economicamente più vantaggiosa secondo il migliore rapporto qualità/prezzo – fissando un tetto massimo al punteggio attribuibile all'offerta economica pari al 30%;
- *Offerta tecnica*, prospettando l'organizzazione dei criteri per la valutazione dell'offerta in più categorie per tenere conto dei diversi aspetti che attengono ai profili tecnici, qualitativi, ambientali e innovativi delle offerte, così articolate:
  A. la prima relativa alla programmazione posta a base di gara in cui trovano collocazione i criteri volti a valutare gli obiettivi (di miglioramento progressivo o mantenimento) che l'EGA intende conseguire nel corso del periodo di affidamento rispetto alle classi di partenza di ciascun macro-indicatore di qualità tecnica e contrattuale di cui alle deliberazioni 917/2017/R/idr e 655/2015/R/idr e ss.mm.ii.;
  B. la seconda rivolta alla progettazione e alla struttura tecnico-gestionale oggetto di offerta;
  C. la terza riguardante gli ulteriori miglioramenti relativi ai profili tecnici inerenti specifiche pianificazioni o iniziative innovative;
  D. la quarta relativa alla possibilità di considerare punteggi premianti per i partecipanti che presentino un track record regolatorio e ambientale positivo nelle gestioni preesistenti.

- *Offerta economica*, indicando gli elementi previsti dalla metodologia tariffaria *pro tempore* vigente da valorizzare nell'ambito del piano economico e finanziario di cui si compone lo specifico schema regolatorio di offerta con particolare riferimento: a) alle grandezze direttamente afferenti alla determinazione dei costi efficienti ammessi a riconoscimento tariffario proponendo un'eventuale riduzione dei costi operativi endogeni ($Opex_{end}$), dei costi ambientali e della risorsa associati a specifiche finalità (ERC_{tel}) e/o, nell'ambito dei costi operativi associati a specifiche finalità ($Opex_{tel}$), degli eventuali costi operativi per adeguamenti agli standard di qualità contrattuale e tecnica ($Opex_{QC}$ e $Opex_{QT}$), nonché di quelli relativi alle eventuali variazioni di perimetro della gestione (OP^{new}) rispetto ai valori indicati nello schema regolatorio posto a base di gara, per tutta la durata del periodo di affidamento; b) una possibile riduzione dello *sharing* dei margini relativi alle altre attività idriche; c) le grandezze relative al vincolo di crescita del moltiplicatore tariffario, proponendo un'eventuale riduzione del limite di prezzo K e un possibile incremento del valore di ripartizione o di *sharing* X;
- *Misure specifiche per il partenariato pubblico-privato istituzionale*, introducendo elementi specifici per la selezione del socio privato nell'ambito dell'affidamento a società mista;
- *Disposizioni specifiche per i casi di indisponibilità dei requisiti informativi minimi*, prospettando per i contesti territoriali caratterizzati da risalenti criticità nelle attività demandate al livello locale e in cui persistono carenze informative in merito all'aggiornamento degli atti di pianificazione, programmazione e

organizzazione nella gestione del servizio, specifiche misure nell'ambito dei criteri di valutazione dell'offerta tecnica ed economica.

Come illustrato nel precedente Capitolo 6.2, con la delibera 582/2025/R/idr sono state altresì introdotte specifiche disposizioni finalizzate a garantire il coordinamento tra la disciplina dello schema tipo di bando di gara e le norme del MTI-4.

CAPITOLO **07**

07

Regolazione nel settore del telecalore

Settoriale

Metodo tariffario

La legge 21 aprile 2023, n. 41, ha attribuito all'Autorità il compito di stabilire le tariffe di cessione del calore, in modo da armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse.

Al fine di dare immediata attuazione alle disposizioni di legge, l'Autorità, con la delibera 28 dicembre 2023, 638/2023/R/tlr, ha scelto di adottare un approccio multifase, prevedendo:

- l'applicazione, a partire dal 1° gennaio 2024, di un metodo tariffario transitorio, basato su logiche di costo evitato (il costo del servizio di riscaldamento alternativo più conveniente disponibile sul mercato), in continuità con le prassi adottate dai principali operatori del settore; tale scelta è stata motivata sia dalla necessità di garantire un'adeguata gradualità nel passaggio a un regime di tariffe regolate (come richiesto dalla norma primaria), sia dalla maggiore complessità dell'applicazione di metodologie tariffarie di tipo *cost of service* (considerata la necessità di valutare l'efficienza relativa dei diversi operatori);
- l'avvio di un procedimento per la definizione del metodo tariffario applicabile a regime, con l'obiettivo di definire il vincolo ai ricavi sulla base dei costi efficienti del servizio di teleriscaldamento.

Già nella definizione del metodo transitorio, l'Autorità è, tuttavia, intervenuta per superare le principali criticità evidenziate nell'ambito dell'indagine conoscitiva sui prezzi del servizio (cfr. allegato A alla delibera 2 novembre 2022, 547/2022/R/tlr); in particolare:

- la determinazione del costo evitato da parte dell'Autorità consente di superare le criticità metodologiche delle formule di calcolo del costo evitato adottate dagli operatori del settore;
- nel calcolo del costo evitato, l'applicazione di un *cap* al prezzo dei combustibili permette di assicurare la coerenza tra i costi e i ricavi del servizio, anche in presenza di tensioni nei mercati energetici internazionali.

Nel corso del 2025, nell'ambito del procedimento avviato con la citata delibera 638/2023/R/tlr, sono proseguite le attività volte alla definizione del metodo tariffario applicabile a regime al servizio di teleriscaldamento. In tale contesto, sulla base delle informazioni raccolte presso gli operatori e delle osservazioni pervenute nel corso delle precedenti consultazioni, l'Autorità ha ulteriormente affinato le proprie proposte regolatorie, presentando i relativi orientamenti con il documento di consultazione del 22 luglio 2025, 353/2025/R/tlr.

Il documento di consultazione è stato svolto secondo la modalità di Analisi di Impatto della Regolazione (AIR), lo strumento utilizzato dall'Autorità per valutare le diverse opzioni regolatorie attraverso il confronto tra possibili alternative e la considerazione dei relativi effetti sui soggetti regolati e sugli utenti del servizio.

Rispetto agli orientamenti preliminari presentati nel precedente documento di consultazione, nel corso dell'istruttoria è stata rivalutata la possibilità di adottare un metodo tariffario basato sul costo standard. Le analisi svolte hanno evidenziato come l'elevata eterogeneità dei sistemi di teleriscaldamento presenti sul territorio nazionale (in termini di configurazione impiantistica, fonti di approvvigionamento del calore e assetto delle infrastrutture)

renda particolarmente complessa la definizione di parametri standard rappresentativi dei costi del servizio. Alla luce di tali elementi, l'Autorità ha quindi escluso l'applicazione di un approccio basato sul costo standard nel prossimo periodo di regolazione, ritenendo opportuno effettuare ulteriori approfondimenti su questa opzione in vista di eventuali sviluppi regolatori successivi.

Allo stesso modo, il documento ha presentato alcune migliorie degli orientamenti relativi agli altri possibili approcci regolatori. In particolare, relativamente a un'impostazione di tipo *cost of service*, è stata presa in considerazione la possibilità di utilizzare il costo evitato come parametro di riferimento per la valutazione dei costi sostenuti dagli esercenti, in quanto rappresentativo del prezzo massimo del servizio di riscaldamento in presenza di soluzioni alternative disponibili per gli utenti.

Con riferimento all'approccio basato sul costo evitato, è stata, inoltre, proposta l'applicazione di un valore convenzionale del prezzo del gas ai fini del calcolo del costo evitato per la quota di energia prodotta da impianti non alimentati a gas. Tale soluzione mira a evitare che il livello del vincolo tariffario risulti eccessivamente influenzato dall'andamento del prezzo del gas, anche nei casi in cui la produzione di calore non dipenda direttamente da tale combustibile.

Considerando la natura non ordinaria della definizione del metodo tariffario applicabile a regime al servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (sia riguardo alla natura, sia alla portata delle decisioni da assumere), che non ne ha consentito l'approvazione nella fase di *prorogatio* del Collegio dell'Autorità (protrattasi fino al 31 dicembre 2025), mediante la delibera 23 dicembre 2025, 580/2025/R/tlr, l'Autorità – al fine di garantire la continuità del quadro regolatorio vigente nel settore – ha disposto la proroga di un ulteriore anno del periodo di applicazione del metodo tariffario transitorio introdotto con la delibera 638/2023/R/tlr.

Attraverso la stessa delibera con la quale è stata disposta la proroga del periodo di applicazione del metodo tariffario transitorio, l'Autorità ha, inoltre, introdotto alcuni aggiornamenti alla disciplina del metodo, alla luce delle evidenze emerse nella prima fase di applicazione.

In particolare, nei casi in cui emerga il rischio di mancata copertura dei costi di erogazione del servizio anche in presenza del vincolo di salvaguardia, è stata prevista la possibilità di modificare il coefficiente di riduzione delle tariffe, limitatamente alle reti entrate in esercizio prima dell'avvio della regolazione. La sussistenza dei requisiti necessari è verificata dall'Autorità nell'ambito di un apposito procedimento avviato su istanza dell'esercente.

Inoltre, nel caso in cui il servizio sia erogato da un esercente non verticalmente integrato, è stata introdotta la possibilità di adeguare il vincolo ai ricavi, qualora il prezzo di acquisto del calore all'ingrosso non risulti compatibile con l'applicazione del metodo tariffario. Anche in questo caso l'eventuale adeguamento è subordinato alla verifica, da parte dell'Autorità, della sussistenza dei requisiti necessari nell'ambito di un procedimento avviato su istanza dell'esercente.

Revisione dei testi integrati vigenti

Nel corso dell'anno è stato necessario procedere alla revisione dei testi integrati del settore del teleriscaldamento e del teleraffrescamento in scadenza il 31 dicembre 2025. In particolare, con la delibera 9 dicembre 2025, 546/2025/R/tlr, sono stati oggetto di revisione i seguenti provvedimenti:

- il TUD[1], che definisce la classificazione dimensionale degli esercenti;
- il TUAR[2], relativo ai contributi di allacciamento e al diritto di recesso;
- la RQCT[3], riguardante gli standard di qualità commerciale;
- il TIMT[4], dedicato alla qualità del servizio di misura.

Le analisi condotte nel corso del procedimento hanno confermato che l'impianto regolatorio sviluppato negli anni precedenti è ormai maturo e ampiamente condiviso dagli *stakeholder*. Per tale ragione, l'Autorità ha ritenuto opportuno confermare l'assetto regolatorio esistente, intervenendo solo con alcuni affinamenti puntuali volti a migliorarne la coerenza con la normativa europea e la semplicità applicativa. Contestualmente, è stata superata la logica dei periodi di regolazione a durata predefinita, prevedendo la possibilità di intervenire in un secondo tempo con aggiornamenti qualora emergano specifiche esigenze.

Le modifiche introdotte nei diversi testi integrati riflettono tale impostazione.

Con riferimento al TUD, è stato previsto l'utilizzo della potenza contrattuale come parametro di riferimento per la determinazione della classe dimensionale degli esercenti, in luogo della potenza convenzionale utilizzata in precedenza. Tale scelta riflette l'esigenza di adottare un indicatore più rappresentativo delle specificità locali e della reale dimensione dei sistemi di teleriscaldamento.

Nel TUAR, l'Autorità ha confermato l'approccio di tipo *shallow* per quanto riguarda la determinazione dei contributi di allacciamento. Tale approccio prevede che i costi di estensione e potenziamento della rete non siano posti a carico del richiedente quando generano benefici diffusi sul sistema. È stato, inoltre, introdotto l'obbligo per l'esercente di includere nel preventivo anche l'offerta per la realizzazione della sottostazione d'utenza, lasciando comunque all'utente la facoltà di rivolgersi a soggetti terzi. Infine, è stato disposto il superamento del corrispettivo di salvaguardia per i nuovi contratti, ritenuto poco utilizzato e considerato un potenziale ostacolo al passaggio verso servizi alternativi, con possibili effetti limitativi della concorrenza.

Per quanto riguarda la qualità commerciale, la revisione della RQCT ha esteso l'applicazione degli standard anche agli utenti con potenza da 350 a 1.200 kW, allo scopo di ricomprendere anche utenze residenziali di grandi dimensioni e assicurare livelli più uniformi di tutela. È stato, inoltre, disposto l'incremento degli indennizzi

1 Testo unico per la classificazione dimensionale degli esercenti il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento.
2 Testo unico della regolazione dei criteri di allacciamento e delle modalità di esercizio del diritto di recesso da parte dell'utente per i servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento.
3 Regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento.
4 Regolazione della misura nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento.

automatici riconosciuti agli utenti in caso di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale, al fine di mantenerne invariato il valore reale nel tempo.

Nel TIMT, le principali modifiche riguardano le modalità di ricostruzione dei consumi in caso di guasto o malfunzionamento del misuratore. In tali circostanze, il consumo complessivo viene stimato sulla base dei dati storici, opportunamente normalizzati, dei tre anni precedenti dell'utente. La ripartizione dei consumi nel corso dell'anno viene effettuata utilizzando le letture disponibili; qualora queste non siano sufficienti per una corretta profilazione temporale, si ricorre ai gradi giorno. In assenza di dati storici dell'utente, è invece possibile utilizzare profili di consumo di utenti analoghi. Inoltre, con l'obiettivo di garantire maggiore uniformità e affidabilità nella misura dei consumi, sono stati introdotti requisiti minimi per i misuratori di nuova installazione. L'eventuale introduzione di un programma di sostituzione degli apparecchi già installati sarà valutata successivamente sulla base di una specifica analisi costi-benefici. È stato, infine, previsto un periodo transitorio per consentire lo smaltimento degli stock di misuratori già acquistati, evitando l'insorgenza di costi non recuperabili per gli esercenti.

Nel complesso, l'attività svolta ha consentito di assicurare continuità al quadro regolatorio del settore, aggiornando i principali testi integrati in scadenza e introducendo interventi mirati volti a migliorarne la chiarezza applicativa e l'efficacia complessiva, coerentemente con gli obiettivi di tutela degli utenti e con l'evoluzione del quadro normativo europeo.

Valutazione delle istanze di esclusione

L'art. 2, comma 2, lettera gg) del decreto legislativo n. 102/14, definisce come rete di teleriscaldamento e teleraffrescamento *"qualsiasi infrastruttura di trasporto dell'energia termica da una o più fonti di produzione verso una pluralità di edifici o siti di utilizzazione, realizzata prevalentemente su suolo pubblico, finalizzata a consentire a chiunque interessato, nei limiti consentiti dall'estensione della rete, di collegarsi alla medesima per l'approvvigionamento di energia termica per il riscaldamento e il raffrescamento di spazi, per processi di lavorazione e per la copertura del fabbisogno di acqua calda sanitaria"*. Pertanto, la regolazione adottata dall'Autorità nel settore del telecalore si applica esclusivamente alle reti di distribuzione che presentano le suddette caratteristiche.

Con la delibera 13 novembre 2018, 574/2018/R/tlr, l'Autorità ha definito le modalità con cui un operatore può richiedere l'esclusione di una rete dalla regolazione del settore, qualora non sia qualificabile come rete di teleriscaldamento o teleraffrescamento ai sensi delle disposizioni del decreto legislativo n. 102/14. A tal fine, l'operatore deve presentare una specifica istanza di esclusione, che includa la documentazione idonea ad attestare la presenza di almeno uno dei seguenti requisiti:

- presenza di più del 50% dell'estensione della rete, al netto degli allacciamenti, su suolo privato;

- rete realizzata con la finalità di servire un numero predefinito e limitato di utenti, attraverso la stipula di accordi, convenzioni o contratti di fornitura nel periodo temporale antecedente l'avvio del servizio, con divieto di allacciamento di eventuali nuovi utenti;
- centrale di produzione del calore immesso nella rete di potenza complessiva minore o uguale a 1 MW e posizionata all'interno di uno degli stabili degli utenti del servizio.

Nel corso del 2025, l'Autorità ha proseguito l'attività di valutazione delle istanze presentate dagli operatori del settore. Al 31 dicembre 2025 risultavano escluse dalla regolazione 127 reti di distribuzione del calore (si tratta, in sostanza, di micro reti interne di distribuzione di calore, che non sono finalizzate all'erogazione del servizio di teleriscaldamento o teleraffrescamento sul territorio).

Monitoraggio del settore

Al fine di monitorare lo stato del settore e verificare il rispetto della regolazione introdotta dall'Autorità, sono previsti specifici obblighi informativi in capo agli operatori, che prevedono l'invio di informazioni su base annuale.

Nel mese di giugno 2025 è stata effettuata la "Raccolta dati integrata telecalore – anno di riferimento 2024", con lo scopo di acquisire i dati e le informazioni in materia di qualità commerciale, allacciamenti, trasparenza, misura e prezzi nel settore del telecalore. In particolare, gli obblighi informativi riguardano:

- la dimensione degli esercenti, necessaria per determinare la corretta applicazione degli obblighi regolatori (spesso progressivi con la dimensione dell'esercente);
- le prestazioni di qualità commerciale eseguite, il grado di rispetto degli standard e gli indennizzi erogati agli utenti, necessari per monitorare la qualità del servizio;
- i costi e i ricavi dell'attività di allacciamento di nuovi utenti, necessari per verificare che i ricavi derivanti dai corrispettivi di allacciamento (ed eventuali corrispettivi di salvaguardia, in caso di recesso anticipato) non siano superiori ai costi sostenuti dall'esercente;
- i prezzi praticati agli utenti, la tipologia di prezzo e il metodo di determinazione;
- il rispetto del vincolo ai ricavi previsto dall'Autorità per il servizio di teleriscaldamento;
- il numero e la tipologia di contatori di fornitura installati presso gli utenti, nonché le prestazioni di qualità commerciale eseguite sugli strumenti.

Nel mese di novembre 2025 è stata effettuata la "Raccolta dati qualità tecnica telecalore – anno di riferimento 2024", con lo scopo di monitorare le prestazioni degli operatori del settore e verificare il rispetto degli obblighi di servizio previsti dalla regolazione dell'Autorità. I dati acquisiti riguardano, tra l'altro:

- le caratteristiche tecniche delle reti gestite (lunghezza, tipologia di fluido termovettore utilizzato e materiali delle condotte);

- la quantità totale di acqua di reintegro;
- il numero di dispersioni localizzate e la lunghezza della rete ispezionata;
- l'esito delle analisi del fluido termovettore;
- le informazioni sulle chiamate di pronto intervento ricevute;
- il numero e la durata delle interruzioni del servizio, con indicazione della tipologia (interruzione con preavviso e senza preavviso), del periodo (invernale o estivo), della causa (forza maggiore, utente o terzi, esercente) e del punto della rete (centrale termica, rete o allacciamenti) in cui ha avuto origine l'interruzione;
- il grado di rispetto degli standard di continuità e gli indennizzi erogati agli utenti.

CAPITOLO **08**

Regolazione nel ciclo dei rifiuti urbani

Settoriale

Assetti locali e rapporti istituzionali

Monitoraggio e *governance* degli assetti locali

Nel corso del 2025 sono proseguite le attività del Tavolo tecnico permanente con le Regioni e le Autonomie locali (istituito con la delibera 30 luglio 2019, 333/2019/A), finalizzato a consolidare un'interlocuzione tecnico-istituzionale di carattere permanente con tutti i livelli territoriali di governo titolari di competenze in materia di gestione dei rifiuti urbani.

L'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (di seguito: Autorità) ha deciso di dedicare i lavori del Tavolo ai procedimenti regolatori svoltisi nel 2025, così da affiancare allo strumento ordinario della consultazione anche uno specifico momento di interlocuzione diretta con le Regioni, le Autonomie locali e le loro associazioni maggiormente rappresentative. In particolare, al fine di acquisire elementi utili per l'azione regolatoria, sono state affrontate le seguenti tematiche:

- aggiornamento della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani e semplificazioni al TQRIF[1], secondo gli orientamenti finali espressi nel documento di consultazione 3 giugno 2025, 235/2025/R/rif;
- separazione contabile e amministrativa nel settore dei rifiuti urbani, secondo gli orientamenti finali espressi nel documento di consultazione 10 giugno 2025, 246/2025/R/rif;
- criteri di articolazione tariffaria agli utenti del servizio di gestione dei rifiuti urbani TICSER (Testo Integrato Corrispettivi Servizio Gestione Rifiuti), secondo gli orientamenti finali espressi nel documento di consultazione 10 giugno 2025, 248/2025/R/rif;
- metodo tariffario rifiuti per il terzo periodo regolatorio (MTR-3), secondo gli orientamenti finali espressi nel documento di consultazione 10 giugno 2025, 249/2025/R/rif;
- monitoraggio dell'applicazione delle disposizioni di cui alla delibera 27 dicembre 2024, 596/2024/R/rif.

Nel corso del 2025 è, altresì, proseguita l'attività di monitoraggio periodico degli assetti locali demandata all'Autorità dall'art. 5, comma 6, del decreto legislativo 22 dicembre 2022, n. 201, ai sensi del quale: *"Al fine di contribuire alla razionalizzazione degli assetti istituzionali locali del settore dei rifiuti, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente presenta alle Camere una periodica relazione semestrale sul rispetto delle prescrizioni stabilite dalla disciplina di settore, per la definizione del perimetro degli ambiti territoriali e per la costituzione degli Enti di governo dell'ambito"*.

A tale scopo, gli uffici hanno richiesto a tutte le Regioni e alle Province autonome informazioni aggiornate relativamente all'organizzazione territoriale del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani, con specifico riguardo alla delimitazione degli ambiti territoriali ottimali (ATO), ai profili di costituzione e operatività dei relativi Enti di governo d'ambito territoriale ottimale (EGATO), al rispetto dell'obbligo di partecipazione ai medesimi da parte degli enti locali, all'eventuale adozione di modelli alternativi o in deroga al modello degli ATO e ai casi di attivazione di poteri sostitutivi, nonché ulteriori profili relativi alla tematica degli affidamenti (numero degli affidamenti, relative

1 *Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani*, di cui alla delibera 18 gennaio 2022, 15/2022/R/rif e relativo Allegato A.

scadenze, perimetro amministrativo dell'affidamento e tipologia di servizio affidato). Gli esiti di tale attività sono confluiti nella quinta e sesta relazione semestrale concernente il settore dei rifiuti urbani, approvate, rispettivamente, in data 1° luglio 2025 (relazione 304/2025/I/rif) e in data 27 gennaio 2026 (relazione 10/2026/I/rif).

Il quadro generale emergente, in sostanziale continuità rispetto all'annualità precedente, può essere sinteticamente riportato come segue:

- si conferma un consolidamento del processo di individuazione in tutte le Regioni e le Province autonome – a eccezione della Regione Lombardia – degli ATO; soltanto la Lombardia ha, infatti, adottato il modello alternativo o in deroga a quello degli ATO, ai sensi dell'art. 200, comma 7, del decreto legislativo 152/06;
- sotto il profilo della delimitazione territoriale, risulta confermata la diffusa preferenza per una perimetrazione di livello regionale, che potrebbe segnalare una valutazione degli ATO quali modalità di implementazione unitaria dei piani regionali di gestione; permangono, tuttavia, casi in cui, pur delimitati gli ATO, manca l'individuazione degli Enti di governo (Lazio, Molise, Sardegna);
- l'attenzione posta sul profilo della delimitazione degli ATO, tuttavia, non appare tale da poter autonomamente indicare forme di convergenza verso assetti maggiormente razionalizzati; si tratta piuttosto di un primo elemento, che trova poi effettiva connotazione nell'eventuale presenza di sub-ambiti o aree cui sono delegate alcune funzioni o nella possibile compresenza di soggetti ai quali sono attribuite competenze decisionali;
- gli elementi di complessità, richiamati in precedenza per la delimitazione degli ATO, emergono con maggior chiarezza passando al tema della costituzione degli EGATO; nell'ambito di tale tema, risulta evidente la diffusa attitudine delle discipline regionali ad articolare tra una pluralità di soggetti distinti, ivi compresi i singoli Comuni, le competenze che la normativa nazionale di settore attribuisce in via esclusiva agli Enti di governo o a prevedere modalità eterogenee di coordinamento, talvolta di limitata efficacia;
- le informazioni relative alla titolarità dei contratti di servizio mostrano, peraltro, che solo in alcuni territori è possibile constatare l'attuazione del modello di *governance* (in termini di soggetti preposti all'esercizio delle funzioni di Enti di governo responsabili dell'organizzazione del servizio nei bacini di affidamento) e il dato fattuale relativo alla titolarità dei contratti di servizio;
- con riferimento specifico al profilo di costituzione e implementazione degli EGATO, meritano di essere evidenziati i progressi registrati nella Regione Piemonte e nella Regione Calabria, nell'ottica di una compiuta attuazione del disegno normativo regionale;
- la ricognizione effettuata sugli affidamenti del servizio di raccolta e trasporto continua a denotare una generale definizione (anche nei casi di delimitazione regionale degli ATO) di perimetri di affidamento di dimensioni inferiori, tendenzialmente di livello comunale; la complessità delle valutazioni sottese all'efficiente delimitazione delle aree da considerare in un unico affidamento può essere una spiegazione delle rilevanti asimmetrie riscontrate, sebbene permangano elementi da approfondire anche in relazione alle configurazioni complessive delle filiere industriali e del recupero.

In considerazione delle evidenze emerse, nell'ultima *Relazione Annuale* l'Autorità ha inteso segnalare:

- al fine di accelerare il percorso di razionalizzazione degli assetti istituzionali locali del settore dei rifiuti, la necessità di un rafforzamento del ruolo degli Enti di governo attraverso interventi volti alla semplificazione dei processi istitutivi di tali Enti e al conferimento a questi ultimi delle competenze in materia di organizzazione del servizio, secondo le previsioni legislative vigenti, affinché le stesse siano esercitate in maniera uniforme sull'intero territorio nazionale;
- al fine di garantire l'effettività di tali previsioni, l'opportunità di introdurre un termine perentorio entro il quale gli adempimenti in capo ai soggetti territorialmente competenti siano esperiti, pena l'esercizio del potere sostitutivo statale.

Collaborazione con altre istituzioni

Partecipazione all'Organismo di vigilanza dei consorzi e dei sistemi autonomi per la gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti di imballaggi

Nel corso del 2025, l'Autorità ha assicurato la propria partecipazione alle riunioni dell'Organismo di vigilanza dei consorzi e dei sistemi autonomi per la gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti da imballaggi, istituito ai sensi del nuovo comma 4-*bis* dell'art. 206-*bis* del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, introdotto dal decreto legge 23 settembre 2022, n. 144[2].

L'Organismo è stato istituito presso il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (MASE) allo scopo *"di rafforzare le attività di vigilanza e controllo del funzionamento e dell'efficacia dei sistemi consortili e autonomi di gestione dei rifiuti, degli imballaggi e dei rifiuti di imballaggi (...)"*, nel solco delle disposizioni previste dal decreto legislativo n. 152/06, da ultimo rafforzate, specie in materia di *extended producer responsibility* (EPR), dal decreto legislativo 3 settembre 2020, n. 116. In particolare, l'obiettivo generale dell'Organismo è quello di rafforzare il sistema di vigilanza sui consorzi e sui sistemi autonomi per la gestione dei rifiuti, con riferimento all'efficacia, all'efficienza e all'economicità della gestione dei rifiuti stessi, degli imballaggi e dei rifiuti da imballaggio, per la tutela della salute pubblica e dell'ambiente.

Cabina di regia sulla transizione ecologica

Nel corso del 2025, l'Autorità ha proseguito la sua attività di partecipazione alla Cabina di regia sulla transizione ecologica, istituita dall'Ente Italiano di Normazione (UNI), con lo scopo di supportare la *governance* UNI nell'implementazione delle Linee strategiche 2021-2024, suggerendo, sviluppando e monitorando azioni specifiche nel quadro degli obiettivi e delle priorità individuati. Le principali aree di intervento sono: i cambiamenti climatici, la protezione dell'ambiente (acqua, suolo, aria, biodiversità), l'economia circolare, i rifiuti e l'agricoltura sostenibile.

2 Cfr. art. 22, comma 3, del decreto legge 144/22, recante: *"Ulteriori misure urgenti in materia di politica energetica nazionale, produttività delle imprese, politiche sociali e per la realizzazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR)"*.

In particolare, gli obiettivi prioritari individuati riguardano:

- il rafforzamento della leadership italiana nei tavoli CEN/ISO;
- il consolidamento del rapporto con il legislatore e l'amministrazione pubblica, anche per una semplificazione attraverso l'uso delle norme.

La citata Cabina di regia offre un importante presidio sugli sviluppi della normazione tecnica a livello europeo sui temi riguardanti, tra l'altro, l'economia circolare, permettendo di intercettare eventuali aree di interesse per lo sviluppo di misure regolatorie finalizzate a promuovere la transizione verso modelli di gestione più sostenibili da un punto di vista ambientale ed economico.

Redazione di memorie al Parlamento

Memoria riguardante il disegno di legge di "Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea – Legge di delegazione europea 2025"

Il disegno di legge in esame, come per il servizio idrico integrato (cfr. Capitolo 6 del presente Volume), contiene specifiche disposizioni di delega al Governo in merito al recepimento nell'ordinamento nazionale di importanti direttive e regolamenti europei, anche per quanto riguarda la sfera di competenze assegnate dal Legislatore a questa Autorità in materia di servizio di gestione dei rifiuti urbani, nello specifico:

- il *"regolamento (UE) 2025/40 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 dicembre 2024, sugli imballaggi e i rifiuti da imballaggio, che modifica il regolamento (UE) 2019/1020 e la direttiva (UE) 2019/904 e che abroga la direttiva 94/62/CE"*, per il quale sono stati individuati princìpi e criteri direttivi specifici nel disegno di legge;
- la *"direttiva (UE) 2025/1892 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 10 settembre 2025, che modifica la direttiva 2008/98/CE relativa ai rifiuti"*.

Con la richiamata memoria 5/2026/I/com, l'Autorità, attraverso le stesse motivazioni espresse in riferimento al servizio idrico integrato sulla criticità delle materie oggetto di delega, rispetto agli impatti che tali misure possono avere sulle attività degli operatori e anche in ragione della complessità della *governance* multilivello che caratterizza i due settori, ha proposto allo stesso modo di prevedere, in modo esplicito, il recepimento dei menzionati provvedimenti nell'ambito dell'ordinamento nazionale vigente, tenendo conto delle implicazioni attuative e delle correlate specifiche prerogative delle Istituzioni e delle Autorità di regolazione competenti per materia.

Memoria nell'ambito dell'Indagine conoscitiva in materia di rapporti tra cittadino, imprese private e pubblica amministrazione

Con la memoria 31/2026/I/com, già richiamata a proposito del servizio idrico integrato (cfr. Capitolo 6 del presente Volume), l'Autorità ha inteso fornire il proprio contributo alla Commissione bicamerale per la sempli-

ficazione nell'ambito dell'Indagine conoscitiva in materia di rapporti tra cittadino, imprese private e pubblica amministrazione, con riferimento alla semplificazione e alla trasparenza dei contratti pubblici e delle clausole contrattuali per l'accesso ai servizi anche per i profili dell'Indagine che incidono sul servizio di gestione dei rifiuti urbani. Nella memoria l'Autorità, rispetto agli ambiti di interesse su cui si è soffermata l'Indagine (contratti pubblici tra pubblica amministrazione e imprese private, quali appalti, concessioni, convenzioni e affidamenti; contratti tra cittadini e pubblica amministrazione per l'accesso a servizi e prestazioni; contratti tra cittadini e società private che erogano servizi in regime di convenzione o affidamento) ha segnalato elementi di attenzione sui seguenti profili:

- le misure adottate nel settore in tema di trasparenza e qualità contrattuale e tecnica del servizio e l'attività di monitoraggio degli obblighi di servizio minimi e degli indicatori della qualità previsti, riscontrando una forte prevalenza degli schemi caratterizzati dalla presenza dei primi;
- i criteri di articolazione tariffaria rispetto ai quali, dall'analisi che ha preceduto l'intervento di primo riordino attraverso il TICSER, emerge la stratificazione normativa e la disomogeneità delle prassi amministrative sul territorio nazionale (diffusione ancora limitata e non omogenea dei modelli più avanzati di tariffazione puntuale, inadeguatezza dei criteri applicati rispetto al paradigma emergente dell'economia circolare), cui si aggiunge l'estrema frammentazione del servizio;
- gli interventi per disciplinare i rapporti tra ente affidante e gestore del servizio (schemi di contratto di servizio e di bandi di gara), segnalando un'applicazione non uniforme a livello nazionale della disciplina dei contratti, nonché una difficoltà di armonizzazione tra regolazione e clausole contrattuali; queste ultime sono legate al riordino non ancora completato degli assetti locali, ai ritardi nell'adeguamento dei contratti di servizio agli schemi tipo e a un coordinamento tra disciplina regolatoria ARERA e Codice dei contratti ancora in fase di consolidamento.

Nelle conclusioni della memoria, l'Autorità ha quindi:

- dichiarato che, per il primo profilo segnalato, interverrà con una graduale introduzione di interventi migliorativi ed evolutivi del sistema di tutele per gli utenti, al fine di promuovere la progressiva convergenza verso livelli qualitativi minimi del servizio, omogenei sul territorio nazionale;
- auspicato che le criticità segnalate per gli altri profili trovino adeguata considerazione a livello istituzionale, così da giungere a una soluzione che amplifichi anche l'effetto positivo delle misure proposte sulla semplificazione e la standardizzazione dei rapporti sia tra cittadino e gestore del servizio, sia tra quest'ultimo e l'ente affidante.

Regole e controlli per il riconoscimento dei costi efficienti

Nei successivi paragrafi viene fornita una descrizione sintetica delle attività svolte dall'Autorità in materia di regolazione tariffaria del servizio integrato di gestione dei rifiuti, soprattutto riguardo all'adozione del Metodo tariffario rifiuti per il terzo periodo regolatorio 2026-2029 (MTR-3) e alle relative modalità applicative, nonché un quadro sull'attività di istruttoria e approvazione delle predisposizioni tariffarie.

Metodo tariffario rifiuti per il terzo periodo regolatorio 2026-2029 (MTR-3)

Con la delibera 18 febbraio 2025, 57/2025/R/rif, l'Autorità ha dato avvio al procedimento per la definizione delle regole e delle procedure del Metodo tariffario rifiuti per il terzo periodo regolatorio 2026-2029 (MTR-3). Tali regole e procedure mirano a disciplinare il calcolo delle entrate tariffarie di riferimento per il servizio integrato di gestione dei rifiuti e per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi", oppure agli impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi".

In seguito all'avvio del procedimento, con la pubblicazione dei documenti del 15 aprile 2025, 180/2025/R/rif, e del 10 giugno 2025 249/2025/R/rif, è stata avviata un'articolata fase di consultazione dei principali *stakeholder* del settore (in particolare Enti di governo dell'ambito, Comuni, gestori e loro associazioni, associazioni dei consumatori e altri soggetti istituzionali), durante la quale l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti per la determinazione dei criteri di regolazione tariffaria del servizio integrato dei rifiuti, nonché degli impianti di trattamento per il terzo periodo regolatorio. Nei citati documenti, l'Autorità ha configurato la metodologia tariffaria per il nuovo periodo di regolazione, prospettando tra l'altro:

- la conferma dell'impostazione generale che ha contraddistinto il precedente MTR-2, basata sulla verifica e sulla trasparenza dei costi, richiedendo che la determinazione delle entrate tariffarie avvenga sulla base di dati certi, validati e desumibili da fonti contabili obbligatorie e sia soggetta a un limite di crescita, nell'ambito del quale prevedere un nuovo coefficiente di potenziamento del servizio, denominato K_a, al posto dei precedenti coefficienti QL_a e PG_a, in un rinnovato quadro di responsabilizzazione e di coerenza a livello locale;
- la necessità di dar luogo a un efficace coordinamento con la disciplina introdotta mediante la delibera 596/2024/R/rif, recante la definizione dello schema tipo di bando di gara, al fine di garantire, per l'intera durata dell'affidamento, il rispetto delle condizioni di aggiudicazione delle procedure a evidenza pubblica, per quanto attiene ai coefficienti che determinano il limite di crescita e alle componenti di costo sulle quali esercitare pressione concorrenziale;
- la conferma del coefficiente CRI_a (introdotto in sede di aggiornamento biennale dell'MTR-2), così da cogliere gli eventuali incrementi nei costi dei fattori della produzione, precisandone al contempo le modalità di quantificazione da parte dell'Ente territorialmente competente;

- la possibilità di recuperare gli importi eccedenti il limite alla crescita delle entrate tariffarie annuali generatisi nel secondo e/o nel terzo periodo regolatorio, purché nel rispetto del limite di crescita annuale;
- la conferma dei principali elementi caratterizzanti la vigente regolazione tariffaria (asimmetrica) per i differenti servizi del trattamento, con particolare riguardo ai criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento "integrati" e "minimi" (individuati dai soggetti competenti a livello locale, secondo quanto previsto dal PNGR, e sottoposti a un limite alla crescita annuale dei corrispettivi), nonché al rafforzamento delle previsioni vigenti in materia di trasparenza delle condizioni economiche di conferimento agli impianti intermedi o di chiusura del ciclo qualificati come "aggiuntivi";
- l'opportunità di superare l'attuale differenziazione dei fattori di *sharing* b_a e b_a $(1 + \omega_a)$ valorizzandone la natura incentivante, anche attraverso l'ampliamento dell'intervallo di riferimento entro cui valorizzare il fattore di *sharing* b_a, da applicare sia ai ricavi derivanti dalla vendita di materiale ed energia, nonché dalla fornitura di servizi diversi da quello integrato dei rifiuti ma erogati attraverso asset del servizio integrato stesso (AR_a), sia ai proventi derivanti dai corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di *compliance* ($AR_{sc,a}$), in funzione delle performance di qualità ambientale delle gestioni;
- l'introduzione di una componente di natura previsionale per la valorizzazione di costi di tipo sistematico, confermando al contempo le disposizioni regolatorie vigenti per i costi operativi incentivanti, da valorizzare in caso di sostenimento di costi non ricorrenti;
- l'introduzione di una componente di costo di natura previsionale (denominata $CTS\Delta^{exp}_{TV,a}$) a copertura dei costi di trattamento e smaltimento, in deroga rispetto all'impiego dei costi effettivi sostenuti nell'anno (α-2), per i casi di documentata e significativa variazione degli stessi;
- il rafforzamento dei segnali di incentivo al contenimento della morosità, mediante una riduzione dei costi riconosciuti per accantonamenti su crediti;
- una prima misura di riclassificazione della componente CRD_a (nell'ambito dell'indicatore H_a), in particolare enucleando la componente $COrd^{eff}_a$ e differendo all'aggiornamento biennale 2028-2029 l'eventuale scomputo di una quota di tale componente, in caso di mancato raggiungimento del target connesso con l'indicatore H_a.

Il processo di consultazione ha, inoltre, riguardato ulteriori profili di semplificazione e precisazione dei meccanismi procedurali, con particolare riferimento all'opportunità di:

  - incentivare le aggregazioni della pianificazione economico-finanziaria;
  - prevedere determinate casistiche per cui non ricorrono i presupposti per la formulazione di revisioni infra-periodo della predisposizione tariffaria;
  - affinare i meccanismi di garanzia nei casi di inerzia del gestore rispetto alle attività da porre in essere per la predisposizione del PEF;
  - prevedere un'approvazione diretta delle predisposizioni tariffarie per i contesti territoriali aventi spiccata maturità gestionale;
  - chiarire determinate fasi dell'iter di approvazione delle predisposizioni tariffarie e del complesso di atti e documenti a corredo, proponendo un rafforzamento delle disposizioni vigenti in materia di procedura partecipata tra Ente territorialmente competente e gestore, nonché chiarendo le determinazioni da assumersi da parte dell'Autorità nei casi in cui la coerenza regolatoria dei dati e degli atti trasmessi alla medesima non risulti positivamente verificata, rinvenendo carenze tali da non consentire l'adozione di provvedimenti di approvazione della predisposizione adottata a livello locale.

Anche sulla scorta dei contributi forniti dai rispondenti, l'Autorità ha successivamente consolidato gli elementi di regolazione prospettati adottando la delibera 5 agosto 2025, 397/2025/R/rif. Tale delibera disciplina le regole e le procedure relative al periodo 2026-2029 delle entrate tariffarie di riferimento e delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi", o agli impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi".

Per quanto riguarda la determinazione delle entrate tariffarie di riferimento per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, l'Autorità ha, innanzitutto, confermato anche per il terzo periodo regolatorio il limite di crescita delle entrate tariffarie (ρ_a)) prevedendo, in particolare:

- l'applicazione ai gestori affidatari di un rinnovato coefficiente di recupero di produttività (X_a), derivante dalla somma di una quota definita in continuità con le regole di cui all'MTR-2 ($X_{reg,a}$) e di un'ulteriore quota corrispondente a quanto offerto in sede di gara (X_{com});
- la determinazione del coefficiente che esprime il potenziamento del servizio (K_a) sulla base del confronto tra il costo unitario effettivo della gestione interessata e il *benchmark* di riferimento, nonché degli obiettivi di consolidamento, ovvero di miglioramento, della qualità e dell'efficacia del servizio reso, in coerenza con la normativa e/o la pianificazione d'ambito. Tali obiettivi sono verificabili tramite opportuni indicatori quali, a titolo esemplificativo, la percentuale di raccolta differenziata, l'efficacia delle attività di recupero e riciclo delle frazioni differenziate (espresse dai macro-indicatori R1 e R2), gli standard previsti dal TQRIF, nonché l'adozione di sistemi di misurazione/contabilizzazione puntuale, anche in considerazione degli esiti delle procedure a evidenza pubblica per l'affidamento del servizio, ove esperite;
- la possibilità di valorizzare, da parte dell'Ente territorialmente competente, il coefficiente CRI_a (volto a tener conto dei maggiori oneri conseguenti alla dinamica inflattiva verificatasi nel biennio 2022-2023 e non già intercettati nelle precedenti predisposizioni tariffarie), nell'ambito del valore massimo previsto per il coefficiente K_a.

Contestualmente, l'Autorità ha proceduto a introdurre alcuni elementi di innovazione rispetto alla precedente metodologia tariffaria, tra i quali si citano in questa sede:

- il superamento dell'attuale differenziazione dei fattori di *sharing* (intesi come fattori di ripartizione dei benefici tra gestori e utenti), prevedendo un rinnovato fattore di *sharing*, da applicare alle componenti di ricavo AR_a e $AR_{sc,a}$, la cui determinazione, da parte dell'Ente territorialmente competente, avvenga sulla base di un intervallo continuo di valori e in funzione dei risultati raggiunti in termini di livelli di raccolta differenziata e di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo;
- la previsione che il riconoscimento degli importi eccedenti il limite alla crescita avvenga nel momento in cui sia necessario al mantenimento dell'equilibrio economico-finanziario e tenendo conto dell'obiettivo di minimizzare il valore di subentro.

In riferimento alla copertura dei costi operativi riconosciuti, la citata delibera dispone l'introduzione, tra le voci che compongono i costi operativi di gestione CG_a, delle componenti $ANT_{TV,a}$ e $ANT_{TF,a}$ nelle quali ricomprendere:

- la componente $CTS\Delta^{exp}_{TV,a}$, di natura previsionale, per la copertura di eventuali oneri variabili (non sistematici) aggiuntivi rispetto alla valorizzazione delle componenti di costo, effettuata sulla base dei dati risultanti dalle fonti contabili obbligatorie dell'anno (α-*2*), che ci si attende di sostenere nei casi di documentata e verificabile variazione dei costi di trattamento e smaltimento, tale da pregiudicare l'equilibrio economico-finanziario della gestione;
- le voci $CO_{ANT,TV,a}$ e $CO_{ANT,TF,a}$, limitatamente alle annualità 2026 e 2027, di tipo anticipatorio e destinate alla copertura di eventuali oneri di natura esogena rispetto alla responsabilità del gestore, che possano trovare manifestazione nel 2026 e/o nel 2027 come conseguenza della dinamica inflattiva verificatasi nel biennio 2022-2023 e non intercettate dall'aggiornamento dei costi, riconosciuti secondo il tasso di inflazione previsto dall'MTR-3;
- le componenti di costo previsionale $CO^{exp}_{116,a}$ e CQa, in riferimento alle quali è stato mantenuto l'approccio seguito nell'MTR-2.

Sempre nell'ambito dei costi operativi riconosciuti, sono state altresì introdotte le componenti $COnew^{exp}_{TV,a}$ e $COnew^{exp}_{TF,a}$ di natura previsionale, a copertura degli eventuali oneri variabili e fissi (di tipo sistematico e che si riflettono in costi ricorrenti), che si intende sostenere per attività connesse a obiettivi misurabili su un arco temporale almeno biennale, da distinguere dalle componenti $COI^{exp}_{TV,a}$ e $COI^{exp}_{TF,a}$, destinate invece alla copertura di oneri di tipo non sistematico.

Inoltre, con riferimento alla copertura dei costi d'uso del capitale, è stata introdotta:

- una riduzione dei valori assunti per i tempi medi di pagamento, ai fini della determinazione del CCN_a e in considerazione della struttura dei costi riscontrata nel settore;
- una riduzione del riconoscimento massimo per la componente a copertura degli accantonamenti relativi ai crediti, negli ambiti tariffari in cui trova applicazione la TARI quale regime di prelievo, prevedendo che questo possa essere valorizzato al massimo in misura pari al 60% della quota oggetto di accantonamento al fondo crediti di dubbia esigibilità.

In riferimento alla determinazione dei costi riconosciuti, l'Autorità ha quindi deliberato l'aggiornamento dei parametri monetari, fissando i tassi di inflazione I^{2025} e I^{2026} per l'aggiornamento delle componenti di costo operativo.

Per promuovere un miglioramento del grado di copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata, espresso dall'indicatore H_a, l'Autorità ha poi adottato un approccio graduale in forza del quale procedere, nel primo biennio del periodo regolatorio 2026-2029, alla sola enucleazione (nell'ambito della componente $CORd^{eff}_a$ di riclassificazione della componente CRD_a) della misura massima degli importi. Questi ultimi potranno essere oggetto di misure di recupero di efficienza, a partire dall'aggiornamento biennale 2028-2029 delle predisposizioni tariffarie, nei casi di mancato conseguimento degli obiettivi annuali di miglioramento ovvero di mantenimento dell'indicatore H_a e in misura proporzionale al mancato raggiungimento del *target*. Tutto ciò individuan-

do, in un'ottica di mitigazione dell'incidenza dei fattori esogeni sul meccanismo incentivante, dei casi in cui, in presenza di un miglioramento, ovvero di un mantenimento, del valore del macro-indicatore R1 non abbia luogo lo scomputo dei costi, pur a fronte di un mancato raggiungimento dei *target*.

La delibera 397/2025/R/rif e il relativo allegato A (MTR-3) hanno confermato gli orientamenti posti in consultazione in merito alle misure di semplificazione procedurale, disponendo in particolare:

- l'introduzione di meccanismi di aggregazione della pianificazione economico-finanziaria (nei contesti di frammentazione tariffaria) ove vi sia una pluralità di territori comunali affidati a un medesimo gestore nell'ambito di uno stesso bacino di affidamento, ammettendo la predisposizione di un PEF unitario che aggreghi più territori comunali ricadenti nel medesimo perimetro di affidamento e in riferimento ai quali il gestore affidatario sia responsabile di tutte le fasi del ciclo integrato;
- il rafforzamento dei meccanismi di garanzia già previsti dall'MTR-2 per il superamento di casi di inerzia del gestore rispetto alle attività da porre in essere per la predisposizione del PEF; tutto ciò prevedendo, nei casi di mancata collaborazione da parte del gestore (nei tempi utili al rispetto dei termini previsti dalla normativa vigente per l'assunzione, da parte degli organismi competenti, delle pertinenti determinazioni), di escludere incrementi del totale delle entrate ammesse a riconoscimento tariffario per il singolo gestore inerte, nonché l'adeguamento degli stessi all'inflazione, con la finalità di circoscrivere meglio tale penalizzazione al solo operatore effettivamente inerte;
- l'introduzione di una previsione di approvazione diretta per le predisposizioni tariffarie afferenti a contesti con spiccata maturità gestionale e incrementi contenuti delle entrate tariffarie, riscontrabili attraverso il posizionamento nelle classi di mantenimento del macro-indicatore R1, il tasso di raccolta differenziata non inferiore alla soglia prevista dalla normativa primaria, la *compliance* alle previsioni del TQRIF per il pertinente schema regolatorio, nonché la valorizzazione del coefficiente K_a entro gli intervalli previsti dagli schemi I e II di cui all'art. 5 dell'MTR-3;
- che, in caso di gravi incoerenze nella documentazione tariffaria trasmessa, l'Autorità concluda il procedimento con un provvedimento di esclusione degli incrementi dei corrispettivi all'utenza finale.

L'Autorità ha, inoltre, proceduto a chiarire il perimetro delle differenti competenze e delle connesse responsabilità, che il sistema di *governance* multilivello di settore – definito dalla legislazione vigente e attuato dalla regolazione dell'Autorità – ripartisce tra gli Enti territorialmente competenti e l'Autorità stessa: se, infatti, all'Autorità compete la verifica della coerenza con la regolazione degli atti di predisposizione tariffaria adottati a livello locale, gli Enti territorialmente competenti, invece, sono responsabili di assicurare in concreto l'equilibrio economico-finanziario della gestione, nonché il perseguimento dei recuperi di efficienza che consentano la riduzione dei costi a carico della collettività, in armonia con gli obiettivi di carattere sociale, di tutela dell'ambiente e di uso efficiente delle risorse.

Di conseguenza, alla luce delle prerogative e delle relative responsabilità di programmazione e determinazione tariffaria attribuite agli Enti territorialmente competenti (ETC), l'Autorità ha:

- ribadito ed esplicitato che a questi ultimi è rimessa l'attività di validazione delle informazioni, dei dati e delle elaborazioni fornite dai gestori, da svolgere con procedura partecipata da parte degli stessi gestori, richiedendo anche agli ETC di motivare agli operatori le scelte adottate nell'ambito dell'attività di eventuale in-

tegrazione e modifica dei dati, delle informazioni e gli atti dagli stessi prodotti, secondo criteri funzionali al riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio;

- esplicitato, come da stabile impostazione e in coerenza con la normativa vigente, che i medesimi ETC sono tenuti alla predisposizione e all'adozione del piano economico-finanziario, quale strumento idoneo a consentire il raggiungimento dell'equilibrio economico-finanziario;
- anche allo scopo di contemperare le esigenze di salvaguardia dell'equilibrio economico-finanziario della gestione e di sostenibilità delle tariffe applicate all'utenza, confermato l'attribuzione agli ETC della responsabilità delle valutazioni e delle decisioni in ordine alla quantificazione di alcuni parametri, purché nel rispetto degli intervalli e dei criteri fissati dall'Autorità. Tra questi parametri vi sono, in particolare, il parametro $\gamma_{1,a}$, riferito al raggiungimento degli obiettivi di raccolta differenziata, il parametro $\gamma_{2,a}$, riferito al livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo, il fattore di *sharing* b_a e i parametri – nello specifico, il coefficiente di recupero della produttività $X_{reg,a}$, il coefficiente K_a per il miglioramento delle performance ambientali e il coefficiente CRI_a – da cui dipende il limite di crescita annuale alle entrate tariffarie.

Da ultimo, si è proceduto a un aggiornamento dell'Allegato A alla delibera 596/2024/R/rif, al fine di recepire, nell'ambito dello schema tipo di bando di gara, le disposizioni previste dall'MTR-3, con specifico riferimento ai parametri del limite alla crescita delle entrate tariffarie e alle componenti di costo su cui esercitare pressione competitiva in sede di gara.

Infine, per quanto riguarda la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento dei rifiuti urbani, l'Autorità ha richiamato i criteri previsti dal PNGR (cioè la "valutazione del livello di efficacia dell'eventuale esistenza di pressione competitiva nel contribuire alla promozione di efficienza allocativa in un determinato territorio" e la "presenza di un mercato con rigidità strutturali, caratterizzato da un forte e stabile eccesso di domanda e da un limitato numero di operatori") per l'individuazione degli impianti da assoggettare a regolazione tariffaria, affinché gli strumenti regolatori per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti "minimi" esplichino correttamente i loro effetti, a partire dalla fase di pianificazione dei flussi.

Con la delibera 4 novembre 2025, 480/2025/R/rif, l'Autorità ha individuato alcuni parametri alla base del calcolo dei costi d'uso del capitale in attuazione dell'MTR-3, ai fini della determinazione delle entrate tariffarie per il servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani del quadriennio 2026-2029, nonché ai fini delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi", ovvero agli impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi". In particolare, l'Autorità ha confermato il livello di *gearing* pari a 0,5 e il coefficiente β_{asset} pari a 0,45 per le attività del ciclo integrato dei rifiuti urbani e pari a 0,50 per le attività di trattamento effettuate mediante gli impianti di chiusura del ciclo "minimi".

Inoltre, anche alla luce dell'esito (riportato nella delibera 476/2025/R/com) delle verifiche in ordine al meccanismo di *trigger* del tasso di remunerazione del capitale (per l'anno 2026) e alla conseguente conferma (per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas) dei valori dei parametri del *WACC* di cui alla delibera 513/2024/R/com, l'Autorità ha stabilito:

- il valore del tasso di remunerazione del capitale investito netto $WACC_a$, ai fini del calcolo della componente relativa alla remunerazione del capitale;

- di conseguenza, ai fini del calcolo della componente relativa alla remunerazione delle immobilizzazioni in corso, i valori del tasso di remunerazione del capitale investito netto $WACC_{RID,a}$ e del parametro Kd_a^{real} per la remunerazione delle immobilizzazioni in corso LIC_a.

L'Autorità ha, quindi, proceduto alla determinazione di taluni valori monetari e finanziari, da utilizzarsi per la quantificazione dei costi riconosciuti di cui all'Art. 8 dell'MTR-3, individuando:

- il valore del tasso di inflazione programmata (rpi_a) per la determinazione del parametro ρ_a, relativo al limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie, nonché del parametro $\rho_{\tau,a}$, relativo al limite alla crescita delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi", ponendolo pari all'1,9%;
- i deflatori da considerare per il calcolo del valore delle immobilizzazioni.

Aspetti applicativi

Il comma 9.4 della delibera 397/2025/R/rif ha rinviato a una successiva determina del Direttore della Direzione Tariffe e Corrispettivi Ambientali (DTAC) la definizione delle modalità operative per la predisposizione e la trasmissione dei dati e degli atti, elaborati secondo schemi tipizzati, che costituiscono la proposta tariffaria per il terzo periodo regolatorio, nonché la redazione dello schema di piano economico-finanziario di affidamento (PEFA) di cui alla delibera 3 agosto 2023, 385/2023/R/rif, e degli schemi di PEFA di gara e di offerta di cui alla delibera 596/2024/R/rif.

In conformità al dispositivo innanzi richiamato, con la determina 7 novembre 2025, 1/DTAC/2025, l'Autorità, oltre ad alcuni chiarimenti e precisazioni applicative della disciplina tariffaria, ha approvato gli schemi tipo degli atti costituenti la proposta tariffaria per il servizio di gestione integrata dei rifiuti, ossia il *tool* di calcolo[3] comprensivo dello schema di piano economico-finanziario quadriennale 2026-2029, della relazione di accompagnamento e delle dichiarazioni di veridicità per i gestori di diritto privato e per i gestori di diritto pubblico, nonché le modalità operative per la loro trasmissione tramite apposita procedura informatizzata via web, in un'area extranet dedicata.

Nell'ambito della medesima determina, l'Autorità ha adottato gli schemi tipo di PEFA e PEFA di gara e di offerta, precisando, tra l'altro, che questi ultimi trovano applicazione nell'ambito delle procedure di affidamento avviate a far data dal 1° gennaio 2026.

Approvazioni tariffarie ai sensi del Metodo tariffario rifiuti (MTR-2 e aggiornamento biennale 2024-2025)

In riferimento al servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, nel corso del 2025 sono proseguite le attività istruttorie volte all'approvazione delle predisposizioni tariffarie: tali attività hanno avuto a oggetto sia l'aggiornamento tariffario biennale 2024-2025 dei piani economico-finanziari quadriennali relativi al periodo 2022-2025,

3 Con il comunicato 8 ottobre 2025, l'Autorità ha reso disponibile una versione *preview* del *tool* di calcolo, dello schema di PEFA di cui alla delibera 385/2023/R/rif e degli schemi di PEFA di gara e di offerta di cui alla delibera 596/2024/R/rif, richiedendo contestualmente l'invio di eventuali contributi e commenti, allo scopo di acquisire elementi utili.

sia le predisposizioni tariffarie non ancora interessate da approvazione da parte dell'Autorità con riferimento al secondo periodo regolatorio 2022-2025 (MTR-2), nonché relativamente alle annualità 2020 e 2021 (anni in cui vigeva il primo metodo tariffario, MTR[4]). Il processo ha interessato sia Comuni di dimensione significativa (in termini di popolazione residente), sia realtà di minori dimensioni[5].

Le interlocuzioni con gli Enti territorialmente competenti sono divenute ancora più articolate, allo scopo di assicurare l'adeguata valutazione delle componenti tariffarie previste dall'MTR, dall'MTR-2 e dal relativo aggiornamento biennale. In particolare, sono spesso state oggetto di ulteriori approfondimenti:

- la rendicontazione e l'intercettazione degli effetti già considerati nei casi di valorizzazione, nel 2020, 2021, 2022 e 2023 (ove siano stati impiegati i relativi dati di bilancio), delle componenti di costo di natura previsionale previste dall'MTR-2 e dall'MTR, in particolare con riferimento ai costi operativi incentivanti *(COI)* e ai costi per l'adeguamento agli standard definiti dal TQRIF *(CQ)*;
- la valorizzazione delle citate componenti di costo di natura previsionale *COI* e *CQ* per il 2024 e il 2025;
- la composizione delle componenti di conguaglio RC_{tot}, soprattutto in riferimento alla valorizzazione del recupero del conguaglio riconducibile agli scostamenti tra i costi riconosciuti in sede di prima approvazione della predisposizione tariffaria 2022-2025, con riguardo all'annualità 2023, e quelli riquantificabili, considerando il tasso di inflazione pari a I^{2023}=4,5%, individuato dalla determina 1/DTAC/2023;
- la stratificazione dei cespiti rilevanti per l'erogazione del servizio integrato;
- il rinvio alle annualità successive delle quote di costo eccedenti il limite alla crescita annuale delle entrate tariffarie in una specifica annualità e la rimodulazione, entro o oltre il periodo regolatorio, delle componenti di conguaglio;
- la quantificazione dell'indicatore H_a, per il monitoraggio del grado di copertura dei costi efficienti della raccolta differenziata;
- la valorizzazione del coefficiente $\gamma_{2,a}$ – sul livello di efficacia delle attività di preparazione per il riutilizzo e il riciclo – in coerenza con il valore assunto dal macro-indicatore "Efficacia dell'avvio a riciclaggio delle frazioni soggette agli obblighi di responsabilità estesa del produttore" (R1)[6].

La tavola 8.1 sintetizza le principali informazioni sulle predisposizioni tariffarie approvate dall'Autorità con riferimento ai quattro piani economico-finanziari 2020, 2021, 2022-2025 e all'aggiornamento biennale 2024-2025[7]: per il 2020, la quota di popolazione interessata dall'approvazione è pari a circa 18,7 milioni di abitanti; il corrispondente dato per il 2021 è di circa 17,4 milioni di abitanti; per il quadriennio 2022-2025, infine, sono interessati circa 14,1 milioni di abitanti, di cui 8,4 milioni di abitanti anche dall'aggiornamento biennale 2024-2025.

Il numero di ambiti tariffari è di 521 per il 2020, mentre quello dei Comuni che afferiscono a tali ambiti è pari a 698. I corrispondenti dati per il 2021 mostrano 423 ambiti tariffari e 629 Comuni, mentre per il 2022 gli ambiti

4 Delibera 31 ottobre 2019, 443/2019/R/rif e relativo Allegato A.

5 In proposito, si ricorda che, anche nel caso di un bacino di affidamento che interessi una pluralità di territori comunali, ciascun Comune si qualifica, ai sensi dell'MTR e dell'MTR-2, come un ambito tariffario (ambito monocomunale), fatta eccezione per il caso in cui in tutti i Comuni del bacino si applichi la medesima tariffa (ambito pluricomunale).

6 Di cui all'art. 6 dell'Allegato A alla delibera 3 agosto 2023, 387/2023/R/rif. Si rammenta che può configurarsi una valutazione soddisfacente del coefficiente $\gamma_{2,a}$ per valori di R1 maggiori o uguali a 0,85.

7 I dati riportati sono aggiornati al 18 febbraio 2026.

sono 216 e i Comuni afferenti sono circa 423 e per l'aggiornamento biennale 2024-2025 sono 147 ambiti per 324 Comuni.

I gestori per cui sono state approvate una o più predisposizioni tariffarie sono più di 580 per il 2020, circa 490 per il 2021, oltre 250 per il 2022-2025 e più di 165 per l'aggiornamento biennale 2024-2025.

TAV. 8.1 *Stato di adozione dei provvedimenti di competenza con riferimento alle predisposizioni tariffarie 2020, 2021, 2022-2025 e aggiornamento biennale 2024-2025*

ANNUALITÀ DI RIFERIMENTO DEL PEF	NUMERO ENTI TERRITORIALMENTE COMPETENTI	NUMERO AMBITI TARIFFARI	NUMERO GESTORI	POPOLAZIONE SERVITA *(milioni di ab.)*	NUMERO COMUNI SERVITI
2020	144	521	582	18.749.381	698
2021	77	423	487	17.366.981	629
2022	67	216	275	14.091.341	423
2023	67	196	253	14.091.341	423
2024 (aggiornamento)	17	147	172	8.379.921	324
2025 (aggiornamento)	17	147	167	8.379.921	324

Fonte: ARERA

In ciascuno dei due bienni 2022-2023 e 2024-2025, a parità di popolazione e numero dei comuni serviti, si verifica una riduzione sia del numero degli ambiti tariffari, sia del numero dei gestori oggetto di approvazione da parte dell'Autorità, in parte riconducibile a taluni processi di aggregazione in corso e alla conseguente costituzione di un ambito pluricomunale, soprattutto con riferimento all'area del Nord-Est.

Nel corso del 2025 sono stati, inoltre, adottati due provvedimenti (delibere 29 luglio 2025, 376/2025/R/rif, e 30 dicembre 2025, 591/2025/R/rif) di conclusione, con esito negativo della verifica di coerenza regolatoria per 64 ambiti tariffari ricadenti nel territorio della Regione Puglia (con esclusivo riferimento al periodo 2024-2025), in esito ai quali è stata disposta l'invarianza dei costi riconosciuti (rispetto all'annualità 2023) e l'esclusione dall'incremento dei corrispettivi applicati all'utenza finale per le pertinenti annualità.

Per quanto concerne la dimensione, in termini di popolazione servita, degli ambiti tariffari oggetto di provvedimenti da parte dell'Autorità, la tavola 8.2 illustra come per il 2020 e il 2021 più dell'80% degli ambiti abbia meno di 50.000 abitanti, circa il 15% abbia una popolazione compresa tra 50.000 e 200.000 abitanti e circa il 5% una popolazione superiore a 200.000 abitanti. Per il 2022, le quote corrispondenti alle tre classi dimensionali sopra citate valgono, rispettivamente, 65%, 27% e 8%. Da ultimo, anche in riferimento all'aggiornamento biennale 2024-2025, è finora preponderante la quota di ambiti tariffari di piccola dimensione. Tali valori dimensionali evidenziano, una volta di più, la marcata parcellizzazione dei bacini tariffari del settore dei rifiuti urbani, dato che, con riferimento al solo biennio 2024-2025, risultano essere trasmesse all'Autorità circa 6.000 predisposizioni tariffarie.

TAV. 8.2 *Dimensione, in termini di popolazione, degli ambiti tariffari oggetto di provvedimento*

CLASSE DIMENSIONALE (ABITANTI)	ANNUALITÀ 2020	ANNUALITÀ 2021	ANNUALITÀ 2022-2025	ANNUALITÀ 2024-2025 (aggiornamento)
Fino a 50.000	436	343	156	126
Da 50.001 a 200.000	72	67	47	12
Più di 200.000	13	13	13	9
Totale	**521**	**423**	**216**	**147**

Fonte: ARERA

Sistemi di perequazione

Al fine di consentire l'erogazione del bonus sociale rifiuti[8] e la copertura dei relativi oneri a partire dal 2025, l'Autorità, con la delibera 1° aprile 2025, 133/2025/R/rif[9], ha integrato con urgenza le disposizioni previgenti in materia di sistemi perequativi per il settore, contenute nella delibera 3 agosto 2023, 386/2023/R/rif. In particolare, con decorrenza dal 1° gennaio 2025, è stata istituita la componente perequativa per la copertura delle agevolazioni riconosciute ai beneficiari del bonus sociale rifiuti ($UR_{3,a}$); tale componente, espressa in euro/utenza per anno, è da applicare a tutte le utenze del servizio di gestione dei rifiuti urbani, in aggiunta al corrispettivo dovuto per la TARI o per la tariffa corrispondente, fissandone inizialmente il valore unitario pari a 6 euro/utenza e prevedendo che la differenziazione tra utenze domestiche e utenze non domestiche sia oggetto di successivi provvedimenti con i quali valutare anche ulteriori affinamenti. Con la medesima delibera, è stato istituito il relativo conto di gestione presso CSEA e ne sono state disciplinate le modalità operative e le procedure per lo scambio dei dati necessari alla gestione dei flussi finanziari fra i gestori (ivi inclusi i Comuni) e la CSEA, coerentemente con quanto previsto per le componenti perequative già in vigore, relative alla copertura dei costi di gestione dei rifiuti accidentalmente pescati e volontariamente raccolti ($UR_{1,a}$) e alla copertura delle agevolazioni riconosciute per eventi eccezionali e calamitosi ($UR_{2,a}$).

Con la delibera 29 luglio 2025, 355/2025/R/rif[10], l'Autorità ha inoltre aggiornato le tempistiche per lo scambio dei dati fra i gestori e la CSEA, tenuto conto delle modalità applicative per il riconoscimento del bonus sociale rifiuti agli utenti beneficiari – per le quali si rimanda alle disposizioni in materia previste dal Testo unico di cui all'Allegato A alla richiamata delibera 355/2025/R/rif (TUBR)[11] – che prevedono, tra l'altro, il riconoscimento del bonus relativo all'anno "a-1" nella TARI/tariffa corrispettiva dell'anno "a".

Analogamente a quanto avviene negli altri settori regolati, è previsto che il versamento da parte di CSEA ai soggetti beneficiari sia subordinato a determinate condizionalità, che prevedono l'iscrizione dei medesimi beneficiari alle anagrafiche dell'Autorità e della CSEA, nonché il rispetto delle disposizioni specifiche indicate per i meccanismi perequativi e la regolarità del gestore nei versamenti a CSEA dei contributi a favore del sistema, ove di competenza.

8 Agevolazione tariffaria di cui all'art. 3, comma 1 del DPCM 21 gennaio 2025, n. 24 recante "Modalità applicative delle agevolazioni tariffarie per utenti domestici del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani in condizioni economico-sociali disagiate".
9 Le disposizioni urgenti di cui alla delibera 133/2025/R/rif sono state sottoposte a consultazione postuma e confermate dalla delibera 15 aprile 2025, 176/2025/R/rif.
10 Facendo seguito al documento di consultazione 240/2025/R/rif.
11 Testo unico per la regolazione delle modalità applicative per il riconoscimento del bonus sociale rifiuti (TUBR), successivamente modificato e integrato con delibera 23 dicembre 2025, 584/2025/R/rif e con delibera 20 gennaio 2026, 2/2026/R/com.

Qualità del servizio

Completamento della regolazione della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani (RQTR) e aggiornamento della delibera dell'Autorità 15/2022/R/rif

Nel corso del 2025 l'Autorità, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 28 gennaio 2025, 23/2025/R/rif[12], ha portato a completamento la regolazione della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani, con il duplice obiettivo, da un lato, di contribuire a un disegno del settore in grado di raggiungere i target eurounitari sulla preparazione per il riutilizzo e il riciclaggio e sulla riduzione dello smaltimento in discarica e, dall'altro, di favorire scelte di programmazione del servizio a livello locale, che possano essere valutate anche sotto il profilo dei risultati ottenuti rispetto agli obiettivi da raggiungere, in termini ambientali e industriali.

Dopo un ampio processo di consultazione[13], con la delibera 29 luglio 2025 374/2025/R/rif e in continuità con l'approccio graduale e asimmetrico stabilmente adottato, l'Autorità ha esteso il set di indicatori introdotti dalla delibera 387/2023/R/rif, consolidando l'infrastruttura immateriale di dati sulle performance delle gestioni, anche al fine di intercettare le eventuali sinergie e correlazioni tra le differenti fasi della filiera. In particolare, l'intervento regolatorio si è posto le finalità di:

- promuovere la graduale transizione delle diverse gestioni verso modelli a maggior rendimento ambientale e minori impatti - in linea con i target eurounitari e con il Programma nazionale per la gestione dei rifiuti (PNGR)[14] - e, pertanto, fornire ai diversi soggetti coinvolti e alle istituzioni competenti un set di informazioni utili a incrementarne la consapevolezza circa le scelte organizzative e gestionali adottate;
- rafforzare gli incentivi alla corretta valorizzazione della circolarità delle risorse – contribuendo ad aumentare la disponibilità di materie prime seconde per il settore manifatturiero – nonché al miglioramento delle performance tecnico-ambientali della gestione.

Più in dettaglio, allo scopo di rafforzare l'efficienza della raccolta differenziata, a decorrere dal 2026 l'Autorità ha introdotto:

- il macro-indicatore R1 relativo all'efficacia dell'avvio a *riciclaggio degli imballaggi*, richiedendone altresì l'esplicitazione per singola filiera di materiale, con riferimento - in fase di prima applicazione - ai soli imballaggi in carta, vetro e plastica, in considerazione della maggiore incidenza;
- il macro-indicatore R2 relativo all'efficacia dell'*avvio a riciclaggio della frazione organica*, limitandone l'applicazione - in un'ottica di semplificazione e tenuto conto delle differenze del servizio di raccolta della fra-

12 Per approfondimenti, si rimanda al Capitolo 8 del Volume 2 "Attività svolta" della *Relazione Annuale* 2025.
13 Si fa riferimento ai documenti di consultazione 1° aprile 2025, 147/2025/R/rif, e 3 giugno 2025, 235/2025/R/rif.
14 Tale strumento è previsto e definito dall'art. 198-*bis* del decreto legislativo 152/06, introdotto dal decreto legislativo 116/20. Con il decreto del Ministero della transizione ecologica (ora Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica) 24 giugno 2022, n. 257, è stato quindi approvato il Programma nazionale per la gestione dei rifiuti, con valenza per gli anni dal 2022 al 2028.

zione verde e dei rifiuti organici prodotti dai mercati - alla sola componente umida della frazione organica da cucine e mense.

Inoltre, allo scopo di calibrare con gradualità l'obiettivo di convergenza del settore verso le performance migliori, ai richiamati macro-indicatori sono stati associati obiettivi annuali di miglioramento, modulati sulla base delle situazioni di partenza riscontrate nelle gestioni nel 2024, al fine di cogliere le specificità dei differenti contesti, prevedendo dal 2028 una verifica biennale sul relativo raggiungimento.

Con il provvedimento in parola, l'Autorità ha altresì introdotto, a partire dal 2028, nuovi profili di qualità relativi all'*efficienza tecnico-ambientale della gestione*, cui associare il macro-indicatore R3. Tale indicatore consente una valutazione congiunta degli apporti di ciascuna fase della filiera rispetto al risultato complessivo ottenuto dalla gestione, circoscrivendone – in fase di prima applicazione – l'analisi ad alcuni aspetti del servizio di gestione ritenuti caratterizzanti e utilizzando come metrica la CO_2 equivalente, in ragione della sua ampia diffusione nell'ambito della rendicontazione di sostenibilità.

In dettaglio, il macro-indicatore R3 fa riferimento ai seguenti aspetti, valutati in termini emissivi:

- l'impatto della raccolta, che ricomprende il trasporto per il ritiro dei rifiuti urbani residui, della frazione organica e della frazione estranea[15] dalle utenze, nonché – solo per la frazione estranea - il trasporto per il conferimento agli impianti e il relativo trattamento fino al destino finale;
- l'impatto del trasporto per il conferimento dei rifiuti urbani residui e della frazione organica fino al trattamento finale;
- l'impatto del trattamento dei rifiuti urbani residui e della frazione organica fino al destino finale, che considera, inoltre, una valutazione in forma parametrica dell'efficienza tecnica e dell'innovazione tecnologica degli impianti utilizzati attraverso il fattore ε. Tale fattore è specifico per tipologia impiantistica e determinato in relazione alle performance dell'impianto rispetto a un set di indicatori finalizzati al raggiungimento dei target eurounitari in materia di recupero e riduzione dello smaltimento in discarica.

Inoltre, considerando la complessità di calcolo di tale macro-indicatore (elevato numero di dati da rendicontare e di soggetti coinvolti) e allo scopo di consentirne, in fase di prima applicazione, la quantificazione anche nei casi di carenza informativa, l'Autorità ha previsto di fornire valori predefiniti di alcune delle grandezze in gioco, quali, in particolare, i fattori emissivi dei mezzi di trasporto e degli impianti di trattamento (c.d. *default option*), rinviando a un successivo provvedimento le interlocuzioni con le istituzioni competenti e i soggetti interessati, al fine di procedere nel corso del 2026 al consolidamento della metodologia di calcolo e alla determinazione dei valori predefiniti nell'ambito della citata *default option*[16].

A tale scopo, con la delibera 9 settembre 2025, 407/2025/R/rif, è stato avviato un procedimento volto a portare a termine il calcolo del macro-indicatore R3, nell'ambito del quale procedere all'organizzazione di specifici *focus*

15 La frazione estranea ricomprende i materiali che, generati anche a seguito della selezione di un determinato flusso primario e aventi caratteristiche diverse dalla selezione del flusso di origine, non sono più funzionali al successivo riciclo, per errati conferimenti da parte degli utenti. Ai fini del calcolo di R3, si intende la frazione estranea contenuta negli imballaggi e nella frazione organica.

16 Cfr. comma 7 septies 4 dell'Allegato A alla delibera 387/2023/R/rif, come integrata e modificata dalla delibera 374/2025/R/rif.

group, finalizzati ai necessari approfondimenti tecnici per giungere all'implementazione del macro-indicatore in parola.

Infine, con la delibera 374/2025/R/rif sono state introdotte specifiche misure di semplificazione al TQRIF in materia di qualità contrattuale (servizio telefonico) e tecnica (numero di pronto intervento, programma e puntualità del servizio di raccolta, trasporto e spazzamento), allo scopo di favorire il progressivo adeguamento agli obblighi a carico dei gestori. In particolare, tra i principali elementi di novità, l'Autorità ha previsto:

- in considerazione del superamento della fase di avvio della regolazione e in un'ottica di rafforzamento dell'affidabilità dei dati trasmessi dai gestori, la relativa validazione da parte dell'Ente territorialmente competente, per garantirne la verifica della completezza, della coerenza e della congruità;
- alla luce della frammentazione gestionale che caratterizza diversi contesti, per gli ambiti tariffari con livelli qualitativi minimi (Schema I), l'individuazione dell'Ente territorialmente competente quale soggetto responsabile dei relativi obblighi di comunicazione.

Definizione di regole uniformi e schemi tipo per la regolazione dei rapporti tra enti affidanti e soggetti gestori

Schema tipo di bando di gara

Con la delibera 596/2024/R/rif e il relativo Allegato A, a seguito di un ampio processo di consultazione[17], l'Autorità ha approvato lo schema tipo di bando di gara, prevedendo un nucleo di regole uniformi a livello nazionale con l'obiettivo di assicurare, fin dal momento di avvio delle procedure di affidamento, la coerenza con la disciplina regolatoria e la normativa di settore; tutto ciò in un quadro volto a favorire l'efficace sviluppo delle dinamiche competitive e a promuovere l'innovazione necessaria per il conseguimento degli obiettivi ambientali e di qualità definiti dalla normativa eurounitaria e nazionale. Al fine di assicurare l'opportuno coordinamento con le norme dell'MTR-3, il citato provvedimento - che riguarda le procedure a evidenza pubblica rientranti nell'ambito di applicazione di cui all'Allegato A avviate dal 1° gennaio 2026 - ha previsto, fra l'altro, di fornire ulteriori indicazioni in merito alla redazione degli atti di programmazione pluriennale (PEFA di gara che l'amministrazione aggiudicatrice è tenuta a mettere a disposizione dei concorrenti e PEFA di offerta che i concorrenti sono tenuti a presentare nell'ambito dell'offerta economica), nel contesto della metodologia tariffaria per il terzo periodo regolatorio, così da garantire il rispetto degli esiti delle procedure di gara nell'ambito della dinamica dei processi regolatori.

17 Il relativo procedimento è stato avviato con la delibera 14 febbraio 2023, 50/2023/R/rif per ottemperare alla previsione di cui all'art. 7, comma 2, del decreto legislativo 201/22, secondo cui le Autorità di regolazione predispongono *"[...] schemi di bandi di gara e schemi di contratti tipo secondo quanto disposto dalle discipline di settore"*, cui sono seguiti il documento di consultazione 7 novembre 2023, 514/2023/R/rif e il documento di consultazione 450/2024/R/rif, con i quali sono stati illustrati gli orientamenti finali.

Come illustrato al paragrafo 8.2, per recepire le disposizioni dell'MTR-3, con particolare riferimento ai parametri del limite di crescita delle entrate tariffarie e alle componenti di costo sulle quali esercitare pressione competitiva in sede di gara, è stato pertanto aggiornato l'Allegato A alla delibera 596/2024/R/rif. In seguito, con successiva determina 1/DTAC/2025, l'Autorità ha adottato gli schemi tipo per la redazione del PEFA di gara e di offerta, precisando, tra l'altro, che questi ultimi trovano applicazione nell'ambito delle procedure di affidamento avviate a partire dal 1° gennaio 2026[18].

Tenuto conto di quanto precede, con l'obiettivo di favorire un'efficace applicazione della disciplina sul bando di gara, l'Autorità ha provveduto, quindi, a convocare due specifici incontri tecnici con le principali associazioni maggiormente rappresentative degli enti locali, degli Enti di governo d'ambito e dei gestori del servizio, che si sono tenuti rispettivamente il 26 marzo 2025 e il 14 ottobre 2025. Nell'ambito di tali incontri sono stati affrontati alcuni aspetti relativi all'applicazione delle disposizioni dello schema tipo di bando di gara in coordinamento con la metodologia tariffaria *pro tempore* vigente.

Ricognizione delle articolazioni dei corrispettivi

Nei successivi paragrafi viene fornita una descrizione sintetica delle attività svolte dall'Autorità in materia di riordino dei corrispettivi nel servizio di gestione dei rifiuti, partendo dagli esiti dell'indagine conoscitiva sui regimi di prelievo vigenti fino alla definizione del nuovo Testo Integrato Corrispettivi Servizio Gestione Rifiuti (TICSER), che introduce la nuova struttura tariffaria pentanomia a decorrere dal 2028, con l'obiettivo di garantire maggiore uniformità, equità e aderenza ai principi dell'economia circolare.

Conclusione dell'indagine conoscitiva sui criteri di articolazione dei corrispettivi applicati nel servizio di gestione dei rifiuti urbani

Tra gli obiettivi strategici per il quadriennio 2022-2025, l'Autorità ha indicato quello di *"Riconoscere i costi efficienti del servizio di gestione dei rifiuti e determinare le tariffe alla luce del paradigma della Circular Economy"* (OS. 17), proponendosi di attuare nel biennio 2024-2025 una *"revisione dell'attuale disciplina in materia di corrispettivi applicati agli utenti, in merito ai criteri di ripartizione delle entrate tariffarie tra utenze domestiche e non domestiche, anche favorendo il passaggio graduale alla tariffazione puntuale (con la finalità di introdurre sistemi di tariffazione che forniscano adeguati segnali di prezzo agli utenti, in rispetto del principio comunitario del "pay-as-you-throw", con effetti positivi anche in termini di prevenzione della produzione di rifiuti)"*. In questa prospettiva, allo scopo di acquisire puntuali informazioni da cui ricavare indicazioni utili per il successivo intervento di primo riordino sulla materia, anche alla luce della significativa variabilità dei costi sottesi del servizio integrato (come risultante dalle predisposizioni tariffarie trasmesse all'Autorità per il secondo periodo regolatorio)

18 Nell'ambito della medesima determina, l'Autorità ha adottato, inoltre, lo schema tipo di Piano Economico Finanziario di Affidamento (PEFA) di cui alla delibera 385/2023/R/rif. Per maggiori dettagli, si rinvia al paragrafo 8.2.

e in considerazione di un'eterogeneità potenzialmente ampia delle regole di articolazione tariffaria adottate, con delibera 6 febbraio 2024, 41/2024/R/rif, l'Autorità ha avviato un'indagine conoscitiva sui criteri di articolazione dei corrispettivi applicati nel servizio di gestione dei rifiuti urbani.

Nel corso del 2025, con la delibera 11 febbraio 2025, 43/2025/R/rif, l'Autorità ha concluso tale indagine, approvando la relativa "Relazione conclusiva dell'indagine conoscitiva sui criteri di articolazione dei corrispettivi applicati nel servizio di gestione dei rifiuti urbani", di cui all'Allegato A. L'analisi ha confermato la coesistenza, a livello nazionale, di quattro distinti regimi di prelievo: tre di natura tributaria — TARI presuntiva binomia[19], TARI presuntiva monomia[20] e TARI puntuale[21] — e un regime a tariffa corrispettiva[22]. Il quadro applicativo evidenzia la netta prevalenza dei modelli TARI presuntivi (82% della popolazione servita), con predominanza della TARI presuntiva binomia, mentre i sistemi di tariffazione puntuale risultano adottati nel 18% dei casi, principalmente nella forma della tariffa corrispettiva (14%).

Dalle elaborazioni svolte emergono performance ambientali complessivamente migliori negli ambiti gestiti in tariffazione puntuale, in particolare nei contesti a tariffa corrispettiva, ove si osservano livelli più elevati di raccolta differenziata e una contestuale maggiore riduzione del rifiuto indifferenziato, in linea con gli indirizzi della direttiva 2018/851/UE. La disponibilità di sistemi di misura puntuale, oltre a essere condizione necessaria per l'implementazione della tariffazione puntuale, si conferma, inoltre, un elemento abilitante sia per la maggiore equità del prelievo sia per l'adozione della tariffa corrispettiva, consentita ai soli Comuni che abbiano attivato tali sistemi ai sensi dell'art. 1, comma 668, della legge 147/13[23]. L'indagine, inoltre, ha evidenziato come la tariffa corrispettiva possa favorire processi di omogeneizzazione su ambiti sovracomunali, riducendo la frammentazione tariffaria tipica del regime di TARI e favorendo, di conseguenza, anche una maggiore standardizzazione ed efficienza del servizio.

Nel complesso, permangono significative eterogeneità nelle regole di articolazione dei corrispettivi — sia in termini di variabilità nell'incidenza della quota fissa e della quota variabile delle entrate tariffarie articolate all'utenza, sia nella ripartizione dei costi tra utenze domestiche e non domestiche — spesso basata su criteri, qualora siano esplicitati, generici o presuntivi, con esiti molto variegati, nonché con potenziali effetti distorsivi nell'allocazione dei costi nell'ambito della struttura dei corrispettivi e tra le diverse categorie di utenza. Peraltro, la persistente parcellizzazione tariffaria a livello comunale (con circa 6.000 distinti ambiti tariffari censiti dall'Autorità) sembra comportare un'elevata eterogeneità perfino all'interno del medesimo bacino di affidamento, in termini non solo di difformità di trattamento nella ripartizione dei costi tra le diverse categorie di utenza domestica e non domestica, ma anche di disallineamenti all'interno delle stesse categorie, per esempio nel livello di progressività tariffaria per le c.d. famiglie numerose nell'ambito dell'utenza domestica.

19 TARI tributo presuntiva binomia ai sensi dell'art. 1, comma 651, della legge 27 dicembre 2013, n. 147 (di seguito: legge 147/13), con obbligatorio riferimento ai criteri presuntivi di cui al decreto del Presidente della Repubblica 27 aprile 1999, n. 158 (di seguito: DPR 158/99).

20 TARI tributo presuntiva monomia ai sensi dell'art. 1, comma 652, della legge 147/13, alternativo a quello delineato nel DPR 158/99.

21 TARI tributo puntuale, ai sensi dell'art. 1, comma 651, della legge 147/13, con obbligatorio riferimento ai criteri di calibratura individuale e misurazione delle quantità di cui al DPR 158/99.

22 Tariffa puntuale corrispettiva, ai sensi dell'art. 1, comma 668, della legge 147/13, applicata e riscossa dal soggetto affidatario del servizio di gestione dei rifiuti urbani, con riferimento facoltativo ai criteri di cui al DPR 158/99.

23 In caso di tariffa puntuale corrispettiva, il sistema di misurazione delle quantità di rifiuti conferiti deve essere obbligatoriamente conforme alle prescrizioni del decreto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 20 aprile 2017 (di seguito: DM 20 aprile 2017).

Da ultimo, in considerazione dell'utilizzo diffuso dei parametri del DPR 158/99, sia per la ripartizione dei costi tra le due categorie di utenza domestica e non domestica, sia per la commisurazione della tariffa alle singole utenze (utilizzo, peraltro, non limitato al solo regime di TARI tributo binomia, in quanto si riscontra un esteso ricorso ad alcuni dei parametri presuntivi ivi valorizzati anche in regime di tariffa corrispettiva), si pone la questione dell'attualità dell'impostazione ivi prefigurata, tenuto conto della profonda evoluzione subita nel frattempo dal settore dei rifiuti.

Alla luce del quadro emerso, l'Autorità ha, pertanto, prospettato tre direttrici di intervento prioritarie per un primo riordino della disciplina: i. adeguare gli attuali criteri di articolazione tariffaria al mutato contesto socioeconomico, nonché al paradigma emergente di economia circolare; ii. introdurre strumenti volti a ridurre la riscontrata eterogeneità, limitando al minimo i potenziali effetti distorsivi nell'allocazione dei costi nell'ambito della struttura dei corrispettivi e tra le diverse categorie di utenza; iii. valorizzare le attività di misura, quale strumento primario non solo per la responsabilizzazione dell'utenza (contribuendo a garantire maggiore "corrispettività" della tariffa), ma anche per lo sviluppo industriale dell'intero settore.

Intervento di riordino dei corrispettivi del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani

Con la delibera 18 febbraio 2025, 56/2025/R/rif, l'Autorità ha avviato il procedimento per la definizione dell'intervento di primo riordino in materia di articolazione dei corrispettivi nel servizio di gestione dei rifiuti urbani, al fine di stabilire criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti maggiormente uniformi e aderenti al principio "chi inquina paga"; ciò anche allo scopo di rafforzare il collegamento tra l'azione regolatoria per la definizione e il riconoscimento dei costi efficienti, da un lato, e la quantificazione dei corrispettivi agli utenti, dall'altro, contribuendo ulteriormente alla trasparenza, alla *accountability* e alla *cost-reflectivity* del settore. L'Autorità ha sottoposto l'intero procedimento all'analisi di impatto della regolazione (AIR) al fine di permettere, da un lato, la più ampia partecipazione al procedimento da parte di tutti i soggetti interessati e, dall'altro, una valutazione ampia e approfondita delle diverse opzioni regolatorie prospettate rispetto agli obiettivi specifici individuati di:

- uniformità, finalizzato a prevenire disallineamenti e distorsioni tariffarie attraverso una razionalizzazione dei criteri di articolazione, pur nel rispetto della necessaria flessibilità, così da assicurare una maggiore omogeneità di trattamento tra le diverse categorie di utenza;
- corrispondenza, volto a fornire segnali di prezzo corretti per consentire un accesso al servizio che garantisca una più coerente allocazione di costo, incentivando al contempo comportamenti virtuosi dal punto di vista ambientale da parte degli utenti;
- semplicità, in coerenza con i principi di chiarezza, trasparenza e corretta informazione all'utenza, riconoscendo nel documento di riscossione uno strumento informativo essenziale anche sotto il profilo educativo;
- sviluppo, inteso come sostegno all'innovazione del settore, alla digitalizzazione dei processi e dei servizi, incoraggiando la partecipazione attiva dei soggetti coinvolti e contribuendo al perseguimento degli obiettivi di economia circolare.

Nel corso del procedimento, l'Autorità ha illustrato i primi orientamenti nel documento di consultazione 15 aprile 2025, 179/2025/R/rif, delineando una proposta di revisione complessiva dei criteri di articolazione dei

corrispettivi. In tale quadro, è stata anzitutto prospettata una nuova struttura quadrinomia della tariffa, articolata nelle componenti di "Decoro urbano", "Accesso al servizio", "Raccolta differenziata e Recupero" e "Raccolta del residuo e Smaltimento", al fine di riflettere la suddivisione del servizio nelle sue principali attività, distinguendo così gli aspetti di natura "indivisibile" da quelli legati ai processi di raccolta, recupero e smaltimento dei rifiuti, ed evidenziando, altresì, il ruolo delle attività ambientalmente virtuose rispetto allo smaltimento, in coerenza con la gerarchia europea.

Con riferimento alla commisurazione delle nuove componenti alle diverse tipologie di utenza, il documento ha individuato specifici *driver*, prevedendo anche un aggiornamento del coefficiente proporzionale K_b (in funzione del numero di componenti del nucleo famigliare) e dei coefficienti potenziali di produzione K_c e K_d (in funzione dell'attività produttiva svolta dall'utenza non domestica) di cui al DPR 158/99, al fine di accrescere l'uniformità e l'aderenza all'effettiva propensione alla produzione di rifiuti, anche in regime presuntivo, pur garantendo margini di flessibilità ai soggetti competenti.

L'Autorità ha, inoltre, prospettato l'utilizzo della produzione annua di una "utenza domestica tipo", stimata attraverso misure a campione distribuite nel tempo, quale criterio per un'eventuale ripartizione iniziale delle entrate tariffarie tra utenze domestiche e non domestiche, assumendo così una sostanziale omogeneità nella produzione domestica, pur se in funzione del numero di componenti del nucleo familiare, a differenza della maggiore eterogeneità riscontrabile nel comparto non domestico.

Un ulteriore orientamento ha riguardato il ruolo della misura puntuale, riconosciuta come elemento centrale per la modernizzazione e la digitalizzazione dei sistemi di raccolta, in coerenza con le linee del PNRR, la cui diffusione risulta, tuttavia, ancora limitata e concentrata nei contesti più avanzati. In tale prospettiva, l'Autorità ha ipotizzato l'integrazione, nei bandi e nella documentazione di gara, dei Criteri Ambientali Minimi (CAM) per l'affidamento del servizio di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani[24] e dei sistemi di misurazione e contabilizzazione puntuale del rifiuto residuo previsti dal DM 20 aprile 2017, indipendentemente dal regime di prelievo applicato[25].

Nel prosieguo del procedimento, anche tenuto conto delle osservazioni formulate dagli *stakeholder*, l'Autorità ha pubblicato il documento di consultazione 248/2025/R/rif, con il quale ha confermato l'impostazione generale già delineata, illustrando tuttavia regole di maggiore dettaglio ai fini della definizione dei criteri di articolazione dei corrispettivi. In tale sede è stata proposta una rimodulazione della struttura tariffaria, sviluppata dalla precedente configurazione quadrinomia verso un'articolazione pentanomia (comprendente le componenti di "Decoro urbano", "Accesso al servizio", "Raccolta e Trasporto dei rifiuti urbani", "Trattamento e Recupero" e "Trattamento e Smaltimento"), applicabile sia ai regimi presuntivi, sia a quelli puntuali e volta a consolidare ulteriormente gli obiettivi di corrispondenza e di sviluppo dell'intervento.

24 Decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica 7 aprile 2025, recante "Criteri ambientali minimi per l'affidamento del servizio di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani, del servizio di pulizia e spazzamento stradale, della fornitura dei relativi veicoli e dei contenitori e sacchetti per la raccolta dei rifiuti urbani (CAM gestione rifiuti)".

25 Gli attuali CAM prevedono che, al fine di *"facilitare la verifica della correttezza dei conferimenti (...), almeno per il rifiuto urbano residuo, venga individuato il conferitore e, in caso di applicazione della tariffa puntuale, (...) venga misurata la quantità di rifiuti conferiti"*, considerando tale funzionalità quale criterio *"cardine (...)* [che], *oltre a mirare a ridurre gli errati conferimenti, predispone anche all'attuazione della tariffa puntuale da parte delle amministrazioni che intendessero attuare il [DM] 20 aprile 2017"*.

Sono state, inoltre, fornite indicazioni puntuali sui *driver* per l'allocazione dei costi alle singole utenze, con riferimento soprattutto al regime presuntivo, al fine di consolidare l'obiettivo di uniformità nei criteri applicativi e preservando, nei regimi in tariffazione puntuale, la possibilità di utilizzare parametri quantificati sulla base dell'esito di misurazioni, anche di tipo semplificato. Sono stati, altresì, illustrati potenziali criteri di ripartizione — laddove applicata — delle cinque componenti tariffarie tra le macrocategorie di utenza domestica e non domestica, rafforzando gli obiettivi di uniformità, corrispondenza e semplicità, quest'ultima declinata anche in termini di effettiva fattibilità operativa.

Il documento ha, infine, delineato una *roadmap* delle principali attività necessarie per l'ordinata implementazione della riforma nel biennio 2026-2027 e ha presentato una rinnovata analisi di impatto regolatorio, valutando la nuova struttura pentanomia rispetto all'opzione quadrinomia precedentemente individuata come preferibile, della quale la prima rappresenta un'evoluzione coerente e più aderente agli obiettivi regolatori.

In tale quadro e alla luce delle evidenze acquisite nell'ambito della citata indagine conoscitiva e dei contributi pervenuti dalla consultazione, l'Autorità, con la delibera 5 agosto 2025, 396/2025/R/rif, ha approvato il Testo Integrato Corrispettivi Servizio Gestione Rifiuti (TICSER), che conferma l'introduzione della nuova struttura tariffaria pentanomia, applicabile sia ai regimi presuntivi sia a quelli puntuali, prevedendo una facoltà di deroga transitoria — fino al termine del terzo periodo regolatorio 2026-2029 — per gli ambiti in tariffa corrispettiva, al ricorrere di specifiche condizioni.

Alla luce della complessità delle attività preparatorie necessarie (dalla raccolta e sistematizzazione delle informazioni alla caratterizzazione delle utenze, dalle simulazioni sugli effetti redistributivi all'adeguamento dei sistemi gestionali e regolamentari), l'Autorità ha confermato l'avvio della riforma a decorrere dall'annualità 2028, consentendo agli enti competenti e ai gestori di disporre del tempo necessario per l'implementazione delle innovazioni introdotte dalla nuova struttura tariffaria.

Le cinque componenti della nuova struttura pentanomia discendono dalle componenti di costo di parte fissa e di parte variabile, definite ai sensi del metodo tariffario rifiuti *pro tempore* vigente, e riflettono le principali fasi del ciclo integrato di gestione dei rifiuti, valorizzando il ruolo delle attività orientate al recupero di materia, *in primis*, e di energia e collocando lo smaltimento — in coerenza con la gerarchia europea — come fase residuale da minimizzare.

In continuità con il secondo documento di consultazione, sono state pertanto definite le due componenti di parte fissa ("Decoro urbano" e "Accesso al servizio") e le tre componenti di parte variabile ("Raccolta e Trasporto dei rifiuti urbani", "Trattamento e Recupero" e "Trattamento e Smaltimento"). L'Autorità ha peraltro confermato l'inserimento, a detrazione della componente "Trattamento e Recupero", dei ricavi derivanti dalla vendita di materia ed energia e dei corrispettivi riconosciuti dai sistemi collettivi di responsabilità estesa del produttore per la cessione dei rifiuti da imballaggio, al fine di assicurare maggiore coerenza e trasparenza informativa verso l'utenza ed evidenziare la funzione della raccolta differenziata, strumentale al perseguimento degli obiettivi europei di preparazione per il riutilizzo e riciclaggio al 2035.

Limitatamente agli ambiti in tariffa corrispettiva, è stata inoltre accolta la possibilità di suddividere ulteriormente le componenti variabili per singole frazioni merceologiche, qualora misurate, pur mantenendo nei documenti di

riscossione anche la rappresentazione aggregata. Tale scelta consente di rafforzare l'obiettivo di corrispondenza — tramite segnali di prezzo più puntuali e coerenti — e, al contempo, l'obiettivo di sviluppo, promuovendo la diffusione della misura puntuale, l'innovazione dei sistemi di gestione e la responsabilizzazione degli utenti e degli altri soggetti coinvolti.

Con riferimento alla ripartizione dei costi tra utenze domestiche e non domestiche, è stata confermata la necessità di suddividere ciascuna delle cinque componenti tariffarie, utilizzando *driver* coerenti con le attività sottese alle rispettive voci di costo, così da rafforzare l'obiettivo di corrispondenza ed equità del prelievo. È, inoltre, previsto l'obbligo di dare esplicita evidenza, negli atti di approvazione dei corrispettivi, dei *driver* adottati, nel rispetto dei criteri di razionalità, ragionevolezza e oggettività (valorizzando, ove disponibili, evidenze derivanti da misurazioni anche a campione), e degli esiti della ripartizione tra macrocategorie di utenza, in coerenza con l'obiettivo di semplicità e trasparenza. Restano garantiti adeguati margini di flessibilità per tenere conto delle specificità locali, ferma restando la necessità di preventiva condivisione e verifica da parte dell'Ente territorialmente competente.

Per le utenze domestiche, l'Autorità ha confermato una struttura tariffaria di riferimento unica a livello nazionale, basata sui parametri già prospettati nelle consultazioni e sull'aggiornamento della modalità di valorizzazione del coefficiente proporzionale $K^*_{b(n)}$; in questo modo, si punta a garantire uniformità nella progressività della tariffa rispetto alla numerosità del nucleo familiare e maggiore aderenza ai risultati delle analisi empiriche sulla produzione dei rifiuti domestici, indipendentemente dall'area geografica di appartenenza e dalla dimensione dell'ambito tariffario. Con specifico riferimento alla componente di "Decoro urbano", viene confermato l'impiego del parametro della superficie degli immobili, pur consentendo, al fine di evitare oneri amministrativi sproporzionati, l'adozione di un *driver* alternativo, purché ragionevole e proporzionale, nei contesti in tariffa corrispettiva che abbiano implementato modelli di articolazione che prescindono del tutto da tale parametro. La componente di "Accesso al servizio" è commisurata in modo uniforme tra tutte le utenze domestiche, riconoscendo un utilizzo potenziale standardizzato del servizio, mentre le variazioni nella produzione dei rifiuti sono riflesse nelle componenti variabili.

Per le utenze non domestiche, è stata analogamente confermata la definizione di una struttura tariffaria di riferimento unica a livello nazionale, fondata sui *driver* illustrati nel corso della consultazione e sull'utilizzo di tabelle univoche per i coefficienti potenziali di produzione, indipendentemente dall'area geografica o dalla dimensione dell'ambito tariffario. Gli intervalli di variazione dei coefficienti sono stati ampliati, prevedendo tuttavia la possibilità di calibrazioni puntuali, anche in regime presuntivo, così da valorizzare iniziative virtuose di prevenzione o specifiche caratteristiche di produzione dei rifiuti. In generale, l'Autorità ha ritenuto necessario garantire un adeguato livello di flessibilità nell'applicazione e nella valorizzazione dei criteri di commisurazione, facendo ricorso, quando disponibili, a indagini e analisi specifiche e preservando la possibilità di utilizzare parametri derivanti da misurazioni, anche semplificate, in coerenza con gli obiettivi di uniformità e corrispondenza.

Nel valutare gli esiti della riforma, l'Autorità ha considerato i potenziali effetti redistributivi derivanti dall'adozione dei nuovi *driver* di ripartizione e commisurazione, pur maggiormente aderenti agli obiettivi di uniformità e corrispondenza grazie al loro ancoraggio a parametri oggettivi e verificabili. In tale prospettiva, l'Autorità ha ritenuto necessario assicurare adeguati meccanismi di tutela della sostenibilità della spesa per le diverse tipologie di utenza, prevedendo un percorso di progressiva convergenza e contenendo gli incrementi annuali entro un limite massimo del 10% riferito, rispettivamente, all'ammontare complessivo delle componenti attribuite alle ma-

crocategorie domestica e non domestica, nonché alle tipologie individuate all'interno delle stesse. Tale misura si accompagna alla salvaguardia del requisito di integrale copertura dei costi di investimento e di esercizio del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani.

In conformità con gli obiettivi di corrispondenza e sviluppo, l'Autorità ha, inoltre, confermato l'orientamento volto a integrare, nelle specifiche tecniche e nelle clausole contrattuali dei Criteri ambientali minimi, per l'affidamento dei servizi di raccolta e trasporto dei rifiuti urbani, l'adozione di sistemi di misurazione e contabilizzazione del rifiuto conferito ai sensi dell'art. 6 del DM 20 aprile 2017, indipendentemente dal regime di prelievo applicato; questo al fine di ridurre i divari esistenti nel livello di adeguatezza dei sistemi di raccolta, valorizzare la misura quale leva di modernizzazione del settore e rafforzare il ruolo dell'utente nel perseguimento degli obiettivi di economia circolare, anche attraverso segnali di prezzo più equi e coerenti con la gerarchia europea dei rifiuti. Al contempo, è stata riconosciuta l'esigenza di disporre di un congruo periodo di adeguamento alle nuove modalità di misurazione e contabilizzazione, prevedendo la possibilità di avviare sperimentazioni preliminari in contesti particolarmente complessi o su ambiti ritenuti rappresentativi. In considerazione dei risultati già conseguiti in alcune realtà virtuose, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere la natura facoltativa dell'adozione della misurazione e della contabilizzazione puntuale nei territori in cui la produzione di rifiuto urbano residuo pro capite/anno risulti già inferiore a 80 kg, riconoscendo la specificità di tali contesti e la coerenza delle performance aggiunte con gli obiettivi ambientali europei.

Considerato il generale apprezzamento degli *stakeholder* in merito alla definizione della *roadmap*, l'Autorità ha, infine, prospettato un presidio costante del processo di implementazione, svolgendo funzioni di monitoraggio e accompagnamento nelle fasi preparatorie, allo scopo di promuovere un confronto continuo tra i soggetti coinvolti, favorire la diffusione di conoscenze e buone pratiche derivanti dalle analisi e dalle simulazioni condotte e assicurare che l'eterogeneità del settore — anche in termini di capacità amministrativa e risorse disponibili — non ostacoli la coerenza, l'attuabilità e la sostenibilità complessiva dell'intervento regolatorio.

Nel corso del 2025, è stata pubblicata la Relazione di analisi di impatto della regolazione (AIR), che ricostruisce l'intero percorso che ha condotto all'adozione del TICSER, richiamando l'inquadramento del procedimento e le consultazioni svolte, illustrando in dettaglio il contesto regolatorio e settoriale, le principali criticità rilevate, i riferimenti normativi e i soggetti coinvolti, nonché descrivendo le finalità generali e specifiche dell'intervento che hanno guidato la valutazione delle scelte regolatorie e ripercorrendo l'analisi delle opzioni (considerate nella prima e nella seconda consultazione) e la motivazione della soluzione prescelta, anche alla luce dei contributi e delle osservazioni ricevuti dagli *stakeholder*. La Relazione presenta, inoltre, una valutazione degli effetti attesi sui destinatari diretti e indiretti, con particolare attenzione agli impatti operativi, organizzativi e informativi derivanti dalla nuova disciplina. Con riferimento alle misure di attuazione della riforma, viene illustrata l'articolata attività di accompagnamento rivolta ai Comuni, agli Enti territorialmente competenti e ai gestori e finalizzata a garantire un processo ordinato di implementazione della nuova disciplina, assicurando un confronto continuativo anche tramite l'organizzazione di *focus group* e tavoli tecnici. Per la fase di monitoraggio, sono stati identificati specifici indicatori, associati agli obiettivi del provvedimento, da rilevare prima e dopo l'applicazione della riforma, così da consentire una valutazione progressiva degli effetti e l'adozione di eventuali interventi correttivi. Proprio in considerazione della portata della riforma introdotta dalla delibera 396/2025/R/rif, l'Autorità ha, di recente, istituito un Tavolo di lavoro con le associazioni maggiormente rappresentative dei Comuni (ANCI), degli Enti di governo

dell'ambito e dei soggetti gestori, quale forum stabile e operativo di confronto, al fine di presidiare e coordinare le azioni funzionali all'applicazione della riforma[26].

Definizione di direttive per la separazione contabile e amministrativa

Con la delibera 29 luglio 2025, 373/2025/R/rif, l'Autorità ha introdotto nuove disposizioni in materia di obblighi di separazione contabile *(unbundling)* per il settore dei rifiuti urbani, integrando quanto già previsto dal Testo Integrato *Unbundling* Contabile (TIUC) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica, del gas e per i gestori del servizio idrico integrato e confermando l'impostazione rappresentata nei documenti di consultazione 1° aprile 2025, 146/2025/R/rif, recante i primi orientamenti per lo sviluppo di direttive per la separazione contabile e amministrativa nel settore, e 246/2025/R/rif, con il quale sono stati illustrati gli orientamenti finali[27].

Il provvedimento si applica ai gestori del settore dei rifiuti urbani (tenuti alla predisposizione del piano economico finanziario), che svolgano attività oggetto di regolazione tariffaria nel suddetto settore. Inoltre, la delibera definisce obblighi differenziati, in coerenza con l'obiettivo di proporzionalità e adeguatezza degli oneri amministrativi, prevedendo delle esenzioni in funzione delle attività svolte e della dimensione gestionale. In particolare, sono esentati dalla trasmissione dei conti annuali separati (CAS), inclusi gli schemi specifici di settore, i gestori che svolgano esclusivamente una o più tra le seguenti attività[28]:

- gestione tariffe e rapporto con gli utenti;
- spazzamento e lavaggio delle strade;
- raccolta e trasporto dei rifiuti urbani e meno di 5.000 utenze servite;
- trattamento e recupero/smaltimento dei rifiuti urbani in impianti di chiusura del ciclo "minimi", ovvero in impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi", salvo che non svolgano altre attività in concorrenza.

Per le imprese che già applicano il TIUC, sono state previste norme specifiche che consentano di estendere l'utilizzo dei Conti annuali separati (CAS) anche al settore dei rifiuti: in particolare, è stata introdotta un'ulteriore attività – denominata "Attività Tariffata Rifiuti Urbani (ATRU)" – che ricomprende tutte le attività regolate tipiche dei servizi di gestione integrata dei rifiuti urbani e sono state aggiornate le Funzioni operative condivise (FOC), introducendo, tra l'altro, la FOC di raccolta e trasporto dei rifiuti e la FOC di trattamento dei rifiuti. Per i gestori del settore rifiuti che rientrano nell'ambito di applicazione del provvedimento, l'Autorità ha previsto degli schemi

26 Delibera 24 febbraio 2026, 49/2026/R/rif.
27 Il relativo procedimento era stato avviato con la delibera 30 gennaio 2024, 27/2024/R/rif.
28 Le esenzioni di cui alle lettere c) e d) non sono valide in caso di appartenenza a gruppi societari con almeno un'altra società che operi nel settore dei rifiuti urbani.

specifici di rendicontazione, ripartiti sia per componente tariffaria, sia per ambito tariffario e corredati da appositi prospetti di riconciliazione con i bilanci societari.

Le nuove disposizioni decorrono dall'esercizio 2026, ovvero dal primo esercizio che si apre dopo il 31 dicembre 2025, a eccezione del Titolo VIII, dedicato agli schemi specifici di rendicontazione annuale separata per il settore dei rifiuti urbani, per il quale è previsto un biennio di monitoraggio nel periodo 2026-2027, con entrata in vigore fissata al 1° gennaio 2028. Gli schemi tipo di rendicontazione, nonché il manuale di contabilità regolatoria aggiornato e la piattaforma informatica per l'acquisizione dei dati, saranno resi disponibili in tempi compatibili con la trasmissione dei dati relativi al bilancio 2026.

CAPITOLO **09**

09

Mercati *retail*

Settoriale

Servizi di tutela e di ultima istanza

Mercato elettrico: servizi di maggior tutela e di ultima istanza

Nel settore dell'energia elettrica, la legge 3 agosto 2007, n. 125, di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 (di seguito: legge n. 125/07), ha istituto il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) e destinato originariamente ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione che non scelgono un venditore nel mercato libero. A tali clienti, il servizio di maggior tutela assicura, da un lato, la continuità della fornitura (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità (contrattuale) specifica a prezzi ragionevoli; detta disciplina di prezzo ha carattere transitorio e, in forza della legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge concorrenza o legge n. 124/17), come da ultimo modificata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176 convertito con legge 13 gennaio 2023, n. 6 (di seguito: decreto legge n. 176/22), è stata superata a partire dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese[1], dal 1° gennaio 2023 per le microimprese[2] e dal 1° luglio 2024 per i clienti domestici non vulnerabili.
Con riferimento ai clienti domestici classificati come vulnerabili, il decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 (di seguito: decreto legislativo n. 210/21), come da ultimo modificato dal decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19, convertito con legge 24 aprile 2024, n. 60, ha prorogato il servizio di maggior tutela e ha disposto che, nelle more dell'aggiudicazione del servizio di vulnerabilità, l'Acquirente unico continui a svolgere la funzione di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti serviti nel servizio di maggior tutela sulla base di condizioni stabilite, in via d'urgenza, dall'Autorità, utilizzando tutti gli strumenti disponibili sui mercati regolamentati dell'energia elettrica, ovvero mediante la stipula, con operatori del mercato all'ingrosso selezionati all'esito di procedure competitive gestite dalla società medesima, di contratti bilaterali a termine anche a prezzi fissi, a condizione che i prezzi medesimi non siano superiori alla media dei prezzi a termine rilevabili nei mercati europei caratterizzati da maggiore liquidità per i prodotti a termine di analoga durata.

I clienti non domestici che si trovano senza un fornitore nel mercato libero sono riforniti, ai sensi della legge n. 124/17, rispettivamente nel servizio a tutele graduali per le piccole imprese qualora siano piccole imprese titolari di punti connessi in bassa tensione ovvero microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW connesso in bassa tensione, nel servizio a tutele graduali per le microimprese qualora siano microimprese titolari solamente di punti di prelievo con potenza contrattualmente impegnata fino a 15 kW connessi in bassa tensione, e nei restanti casi nel servizio di salvaguardia.

A partire dal 1° luglio 2024, i clienti domestici non vulnerabili per i quali è cessato il servizio di maggior tutela sono riforniti nel servizio a tutele graduali loro destinato qualora non risultino titolari di un contratto nel libero mercato.

1 Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 944/2019 rientrano in questa categoria i clienti finali, diversi dai clienti domestici e dalle microimprese, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.
2 Ai sensi dell'art. 2 della direttiva (UE) 944/2019 rientrano in questa categoria le imprese aventi meno di 10 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 2 milioni di euro.

Tali servizi di ultima istanza sono finalizzati a garantire la sola continuità della fornitura e sono erogati da società di vendita selezionate attraverso procedure concorsuali per aree territoriali a condizioni economiche determinate in esito alle medesime procedure.

La legge 16 dicembre 2024, n. 193 (di seguito: legge n. 193/24) ha riconosciuto ai clienti domestici vulnerabili la facoltà di chiedere, entro il 30 giugno 2025, l'accesso al servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, attribuendo all'Autorità il compito di stabilire, entro trenta giorni dalla data di entrata in vigore della stessa legge, le modalità di attuazione delle richiamate disposizioni normative, ivi incluse quelle concernenti l'attestazione circa la sussistenza dei requisiti di vulnerabilità di cui al medesimo art. 11, comma 1, del decreto legislativo n. 210/21, dandone evidenza nel proprio sito *internet* istituzionale.

Successivamente, il legislatore ha adottato il decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19 (di seguito: decreto legge n. 19/25), convertito con modificazioni dalla legge 24 aprile 2025, n. 60 (di seguito: legge n. 60/25), con cui ha previsto che i clienti già forniti nell'ambito del servizio a tutele graduali che dovessero acquisire la qualifica di clienti vulnerabili, a partire dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto legge, continuino a essere serviti nel medesimo servizio fino alla fine del periodo di assegnazione dello stesso, ferma restando la loro facoltà di concludere in ogni momento un nuovo contratto nell'ambito del mercato libero, ovvero con l'esercente la maggior tutela competente per area territoriale. Inoltre, la citata legge di conversione n. 60/25 ha altresì disposto che i clienti vulnerabili che, alla data di conclusione del servizio a tutele graduali, non abbiano scelto un fornitore siano riforniti nell'ambito del servizio di maggior tutela di cui alla legge n. 125/07, o, se già operante, nell'ambito del servizio di vulnerabilità di cui all'art. 11, comma 2, del decreto legislativo n. 210/21.

Servizio di maggior tutela: aggiornamento delle condizioni economiche – costi di approvvigionamento e commercializzazione

Fino alla data di cessazione della disciplina transitoria dei prezzi, la regolazione del servizio di maggior tutela da parte dell'Autorità avviene in ossequio ai principi di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea[3].

Nell'ambito dei consueti aggiornamenti trimestrali, a partire dal 1° gennaio 2017[4], le condizioni economiche del servizio sono definite secondo una logica che mira a rendere sempre più coerenti le caratteristiche del servizio di maggior tutela a quelle di servizio universale. Nello specifico:

- il costo di acquisto dell'energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) è determinato con riferimento al prezzo nei mercati a pronti all'ingrosso dell'energia elettrica e degli eventuali contratti a termine stipulati da Acquirente unico;
- è applicata a tutti i clienti finali la logica di determinazione di tipo trimestrale per quanto riguarda il costo complessivo di approvvigionamento dell'energia elettrica (elementi PE e PD del corrispettivo PED). Pertanto, a partire dal 1° gennaio 2017, il corrispettivo PED è determinato con riferimento alla stima dei costi per l'ap-

3 Sentenza della Corte di giustizia europea – Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.
4 In applicazione della delibera 4 novembre 2016, n. 633/2016/R/eel.

provvigionamento dell'energia elettrica nel trimestre oggetto di aggiornamento, ponderata con il profilo di prelievo dei clienti appartenenti a ciascuna tipologia contrattuale.

La quantificazione è poi effettuata, come in passato, tenendo conto del recupero relativo alla differenza tra la stima dei costi e la stima dei ricavi conseguiti dagli esercenti la maggior tutela nell'anno solare in cui gli aggiornamenti hanno luogo. La quantificazione del recupero prevede che la stima dei predetti importi sia recuperata nei successivi sei mesi, mediante un'aliquota unitaria il cui valore viene cumulato all'importo derivante dalla stima dei costi di acquisto e di dispacciamento relativa alla quantificazione degli elementi *PE* e *PD*.

In base a quanto previsto dal Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV), l'Autorità ha quindi provveduto, come di consueto, ad aggiornare trimestralmente i corrispettivi per la maggior tutela secondo la metodologia sopra richiamata:

- per il trimestre gennaio-marzo 2025, con la delibera 27 dicembre 2024, n. 594/2024/R/eel;
- per il trimestre aprile-giugno 2025, con la delibera 27 marzo 2025, n. 127/2025/R/eel;
- per il trimestre luglio-settembre 2025, con la delibera 26 giugno 2025, n. 280/2025/R/eel;
- per il trimestre ottobre-dicembre 2025, con la delibera 26 settembre 2025, n. 428/2025/R/eel.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 2 del Volume I.

Con riferimento ai costi di commercializzazione al dettaglio, con la delibera 26 giugno 2025, n. 279/2025/R/eel, sono stati aggiornati, con decorrenza 1° luglio 2025, i valori:

- della componente *RCV* per la remunerazione dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela;
- del corrispettivo *PCV* pagato dai clienti finali in maggior tutela;
- della componente $DISP_{BT}$, a copertura del gettito relativo ai meccanismi di cui agli artt. 18, 19 e 21bis del TIV.

A seguito dell'avvio dell'erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili da parte dei soggetti selezionati a mezzo di procedura concorsuale a partire dal mese di luglio 2024 e degli analoghi servizi per le piccole imprese e le microimprese a partire, rispettivamente, dal mese di luglio 2021 e dal mese di aprile 2023, la determinazione dei predetti corrispettivi ha riguardato i soli clienti domestici vulnerabili.

Con la richiamata delibera n. 279/2025/R/eel, l'Autorità ha confermato le modalità di definizione della componente *RCV* che nel 2024 erano state riviste in ragione del nuovo ambito di applicazione del servizio di maggior tutela, provvedendo alla quantificazione di tale componente sulla base di analisi effettuate a partire dalle informazioni messe a disposizione da un campione rappresentativo di esercenti la maggior tutela che operano in regime di separazione societaria.

Nel dettaglio, con riferimento ai costi operativi diversi dagli oneri per morosità, per la determinazione del livello dei costi riconosciuti viene confermata la necessità di tenere conto della riduzione del perimetro di clienti riforniti in maggior tutela e della maggiore incidenza dei costi fissi (rispetto ai costi totali) sostenuti dagli esercenti la maggior tutela, non immediatamente comprimibili, pur mantenendo in capo agli esercenti medesimi un incenti-

vo all'efficientamento dei propri costi. Per tali quantificazioni sono stati presi a riferimento i valori di costo iscritti nel bilancio di esercizio di competenza 2023, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione dell'energia elettrica e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche, escludendo i costi relativi al marketing e all'acquisizione dei clienti, in quanto funzioni non inerenti all'attività di commercializzazione al dettaglio del servizio di maggior tutela.

Sono stati, altresì, confermati gli altri aspetti della quantificazione della componente *RCV*, in particolare la differenziazione delle componenti di remunerazione degli esercenti la maggior tutela sulla base della dimensione degli stessi, prevedendo l'applicazione di tre distinte componenti: la componente *RCV* da riconoscere agli esercenti societariamente separati che servono un numero rilevante di clienti finali (superiore a 10 milioni), la componente RCV_{sm} per gli altri esercenti societariamente separati e la componente RCV_i per gli esercenti non societariamente separati. Trova altresì conferma la differenziazione di ciascuna di queste componenti per zone territoriali (Centro-Nord e Centro-Sud), dipendente dal riconoscimento differenziato degli oneri della morosità, fenomeno che mostra andamenti differenziati sul territorio nazionale. In relazione alla quantificazione dei livelli delle singole componenti:

- per gli oneri relativi alla morosità, si è riconosciuto il livello di *unpaid ratio* a 24 mesi, differenziato per zona geografica, determinato a partire dalle informazioni trasmesse dagli esercenti la maggior tutela e tenendo conto di una gestione efficiente del credito da parte dei singoli esercenti; nello specifico, il livello del tasso è risultato pari a:
  - 0,43% per i clienti domestici, zona Centro-Nord;
  - 1,29% per i clienti domestici, zona Centro-Sud;
- per la remunerazione del capitale investito netto, si è effettuata la quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un esercente deve far fronte nell'ambito dell'erogazione del servizio, ed è stata utilizzata la metodologia *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), opportunamente aggiornata per tener conto della revisione in riduzione dei valori parametrici del WACC dei servizi infrastrutturali disposti dalla delibera 28 novembre, n. 513/2024/R/com e tenendo al contempo conto delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita; in particolare, il costo del debito è stato determinato tenendo conto del fatto che tipicamente, rispetto alle attività infrastrutturali, le attività di vendita sono caratterizzate da debiti di durata inferiore, ciò comportando un peso diverso del debito di nuova emissione rispetto all'*embedded*; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari a 7,6%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

In merito alla remunerazione degli esercenti la maggior tutela, trovano conferma i meccanismi di riconoscimento ulteriori rispetto all'applicazione della componente *RCV*, atti alla copertura di costi di morosità non inclusi nella definizione della suddetta componente e applicabili ai soli esercenti che presentino detti costi, che sono stati anch'essi rivisti in coerenza con il nuovo perimetro di clienti che ha diritto al servizio di maggior tutela. Si tratta in particolare del meccanismo di riconoscimento per la compensazione della morosità legata a prelievi fraudolenti, del meccanismo di compensazione dei costi di morosità sopportati dagli esercenti la maggior tutela di minori dimensioni rispetto all'operatore dominante, per il quale il livello di costo sostenuto risente anche dell'efficientamento connesso con la propria dimensione aziendale e del meccanismo finalizzato a incentivare

la diffusione della bolletta in formato dematerializzato. In merito a tali meccanismi, la delibera n. 279/2025/R/eel ne ha determinato i parametri e le modalità applicative per l'anno 2025. In aggiunta a tali meccanismi, e in conseguenza delle nuove modalità di riconoscimento dei costi operativi, è stato altresì confermato anche per l'anno 2025, aggiornandone i parametri di riferimento e le modalità applicative, il meccanismo di adeguamento dei costi operativi degli esercenti la maggior tutela societariamente separati, che ha la finalità di assicurare, da un lato, un'adeguata remunerazione degli esercenti qualora questi subiscano dei disequilibri legati alla massiccia uscita dei clienti domestici non vulnerabili dal servizio di maggior tutela e, dall'altro, di promuovere comportamenti virtuosi volti all'efficientamento dei costi.

Con riferimento al corrispettivo *PCV*, la delibera n. 279/2025/R/eel ne ha confermato le modalità di aggiornamento, ponendolo pari al valore medio della componente *RCV* riconosciuta agli esercenti la maggior tutela e mantenendone l'unicità a livello nazionale.

Infine, con riferimento alla componente $DISP_{BT}$, la delibera n. 279/2025/R/eel ha fissato i nuovi valori in vigore a decorrere dal 1° luglio 2025 mantenendo la struttura già vigente costituita unicamente da una quota fissa (€/POD/anno) e commisurandola, in ragione della nuova modalità di determinazione della *PCV* sopra richiamata, alla necessità di gettito dei meccanismi di riconoscimento dei costi sostenuti dagli esercenti la maggior tutela, ulteriori rispetto a quelli coperti a mezzo della componente *RCV*, e prevedendone l'applicazione a tutti i clienti domestici serviti sia nel mercato libero sia nel servizio di maggior tutela.

Criteri per l'approvvigionamento a termine da parte di Acquirente unico

L'Autorità ha definito le condizioni di approvvigionamento a termine di Acquirente unico con la delibera 8 aprile 2025, n. 155/2025/R/eel, consentendo all'Acquirente unico ampia flessibilità nell'individuazione delle forme di approvvigionamento per il proprio portafoglio, con possibilità di stipulare contratti a termine a prezzo fisso purché tale prezzo sia non superiore alla quotazione di prodotti a termine di analoga durata con consegna in Italia presenti sulle piattaforme estere. L'Acquirente unico deve altresì informare preventivamente l'Autorità sulle proprie strategie di approvvigionamento; in particolare l'eventuale decisione di approvvigionare a termine un quantitativo superiore al 70% del proprio fabbisogno deve essere inviata all'Autorità entro il termine del secondo mese precedente per le opportune valutazioni.

Con riferimento al provvedimento, adottato in via di urgenza senza un'apposita consultazione preventiva come previsto dall'art. 1, comma 1.4, della delibera n. 649/2014/A, è stata riconosciuta agli operatori la facoltà di proporre osservazioni e proposte finalizzate a consentire eventuali adeguamenti allo stesso. Tenuto conto di quanto emerso, l'Autorità con la delibera 24 giugno 2025, n. 271/2025/R/eel, ha ritenuto opportuno confermare i criteri di cui alla delibera n. 155/2025/R/eel, limitandosi a specificare che, in caso di prodotti di durata non standard, il riferimento di prezzo è da intendersi pari alla media delle quotazioni dei prodotti a termine quotati sulle piattaforme estere con periodo di consegna ricadente nel periodo non standard considerato.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia è erogato dagli operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, svolte sulla base degli indirizzi emanati dall'allora Ministro dello sviluppo economico, ora Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, su proposta dell'Autorità.

In occasione delle procedure concorsuali con cui sono stati selezionati gli attuali esercenti il servizio di salvaguardia, il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 23 luglio 2024, 265 (di seguito: decreto ministeriale n. 265/24) è intervenuto riordinando le disposizioni dei previgenti decreti ministeriali 23 novembre 2007 e 21 ottobre 2010, confermandone sostanzialmente il contenuto ma adeguandolo, sotto alcuni aspetti, a partire da gennaio 2025, sia alle modifiche della regolazione del servizio di dispacciamento, oggetto del Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE), sia alla rimozione dell'indice PUN, prevista dall'art. 13 del decreto legislativo n. 210/21, che rileva per la determinazione della componente del prezzo del servizio di salvaguardia a copertura dei costi di acquisto dell'energia.

In attuazione del novellato quadro normativo e regolatorio, per la selezione degli esercenti il servizio di salvaguardia per il biennio 2025/2026, l'Autorità, con la delibera 1° ottobre 2024, n. 388/2024/R/eel (di seguito: delibera n. 388/2024/R/eel), ha sostanzialmente confermato la disciplina del servizio, rivedendo alcuni aspetti puntuali relativi alle condizioni di erogazione e alle modalità di affidamento dello stesso.

In particolare, la delibera n. 388/2024/R/eel ha:

- chiarito che, a partire dal 1° gennaio 2025, in concomitanza con il superamento del PUN i clienti finali riforniti in salvaguardia continuino a pagare corrispettivi del tutto analoghi a quelli attuali in quanto il prezzo pagato dal cliente finale a copertura dei costi di acquisto dell'energia è corrispondente alla media mensile per ciascuna fascia oraria del PUN Index GME (cioè della somma tra il prezzo del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica della corrispondente zona di mercato e la componente compensativa), maggiorato del parametro Ω offerto nell'ambito delle procedure concorsuali e differenziato per ciascuna area territoriale;
- rivisto parzialmente le aree territoriali di erogazione del servizio, pur nel rispetto dei criteri di identificazione di cui al decreto ministeriale n. 265/24;
- rimosso alcuni dei requisiti di ammissione alle procedure concorsuali previsti per la precedente asta e che risultano coincidenti con quelli necessari ai fini dell'iscrizione di un'impresa nell'elenco venditori di energia elettrica di cui al decreto dell'allora Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022, 164 (di seguito: decreto ministeriale n. 164/22);
- rivisto parzialmente il meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili sostenuti dagli esercenti il servizio di salvaguardia per il mancato pagamento delle fatture da parte di clienti finali non disalimentabili (cosiddetto meccanismo di reintegrazione salvaguardia) reintroducendo, nella formula di quantificazione degli oneri riconosciuti, una penalizzazione in caso di limitata efficacia nel recupero crediti, penalizzazione che era stata temporaneamente rimossa dalla delibera 27 settembre 2022, n. 454/2022/R/eel in ragione del contesto di prezzi elevati in cui si sono svolte le procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio nel precedente biennio 2023/2024.

Il richiamato meccanismo di reintegrazione salvaguardia, originariamente istituito dal decreto ministeriale 21 ottobre 2010 e successivamente confermato dal decreto ministeriale 23 luglio 2024, prevede il riconoscimento degli oneri sostenuti sulla base di criteri incentivanti, attraverso la previsione di premi e penalità in base al livello dei crediti non riscossi rispetto al fatturato e decorso un determinato periodo di tempo dall'emissione della fattura non pagata, al fine di mantenere sul soggetto che eroga il servizio l'incentivo a una gestione efficiente del credito. In merito alle modalità di copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione, il decreto ha stabilito che essi siano posti a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, il cosiddetto corrispettivo di reintegrazione oneri salvaguardia (di seguito: corrispettivo di reintegrazione), di cui all'art. 25-bis del Testo integrato delle disposizioni in ordine alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento (*settlement*) (TIS)[5], applicato ai punti di prelievo nella titolarità dei clienti finali con diritto alla salvaguardia. Su tale aspetto, l'Autorità ha da tempo ritenuto opportuno differenziare il corrispettivo da applicare ai clienti serviti in regime di salvaguardia da quello destinato agli altri clienti che, pur avendo diritto al servizio, sono serviti nel mercato libero. I criteri e le modalità applicative del meccanismo di reintegrazione degli oneri non recuperabili in essere per il periodo di esercizio della salvaguardia 2025-2026 è disciplinato dal Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di ultima istanza (TIV). Diversamente, nel corso del 2025, con la delibera 25 novembre 2025, n. 516/2025/R/eel, l'Autorità ha quantificato i parametri rilevanti per la determinazione dell'ammontare di reintegrazione dell'anno 2023, con riferimento all'esercizio 2023-2024.

Il 25 novembre 2024 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.1 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio prescelto e il valore del parametro Ω che, sommato al valore del PUN Index GME, contribuisce alla determinazione del prezzo relativo alla componente di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del servizio di salvaguardia di ciascuna area territoriale.

L'attuale periodo di assegnazione del servizio terminerà il 31 dicembre 2026.

TAV. 9.1 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio di salvaguardia e valore del parametro Ω*

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	Valore del parametro Omega (€/MWh)
Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta	Enel Energia	11,89
Lombardia, Trentino-Alto Adige	Hera Comm	9,73
Veneto, Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia	Hera Comm	11,71
Toscana, Marche, Sardegna	Hera Comm	9,42
Lazio, Umbria	Hera Comm	8,86
Campania, Abruzzo	Hera Comm	11,26
Puglia, Molise, Basilicata	Enel Energia	20,09
Calabria	Hera Comm	16,82
Sicilia	Hera Comm	12,32

Fonte: ARERA.

5 Approvato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (oggi ARERA) con delibera 30 luglio 2009, n. ARG/elt 107/09.

Servizio a tutele graduali per le piccole imprese – legge n. 124/17

In attuazione delle disposizioni della legge n. 124/17, l'Autorità ha adottato la delibera 24 novembre 2020, n. 491/2020/R/eel con la quale ha disciplinato il servizio a tutele graduali, rivolto alle piccole imprese e alle microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW, che a partire dal 1° gennaio 2021 non risultano titolari di un contratto a condizioni di libero mercato.

In dettaglio, la delibera n. 491/2020/R/eel ha previsto che, in ossequio al quadro legislativo vigente, il servizio a tutele graduali fosse erogato da esercenti selezionati attraverso apposite procedure di gara e, a tal fine, ha:

- individuato le aree territoriali per l'assegnazione del servizio;
- identificato i dati che sono stati messi a disposizione dei partecipanti alle gare al fine di fornire informazioni utili per la formulazione della propria offerta, oltre che i relativi tempi di messa a disposizione;
- stabilito le tempistiche per lo svolgimento delle procedure di gara e i criteri di selezione degli esercenti;
- determinato i requisiti che gli operatori che partecipano alle gare devono dimostrare di possedere, nonché le garanzie da corrispondere;
- stabilito le cause di decadenza dall'incarico e le modalità di erogazione del servizio a tutele graduali in tali circostanze;
- definito le condizioni contrattuali (analoghe a quelle delle offerte PLACET) ed economiche applicabili ai clienti del servizio; con riguardo a queste ultime, oltre alla previsione di un prezzo dell'energia elettrica pari ai prezzi consuntivi del mercato all'ingrosso, è stata prevista l'applicazione di un prezzo, definito sulla base degli esiti delle gare, indifferenziato a livello nazionale; a tal fine è stato introdotto un meccanismo di compensazione tra gli esercenti il servizio atto a riconoscere a ciascuno di loro l'effettivo valore della propria offerta economica così come risultante dagli esiti di gara rispetto a quanto ottenibile dall'applicazione del predetto prezzo territorialmente indifferenziato;
- individuato, in maniera analoga al servizio di salvaguardia rivolto ai clienti di maggiori dimensioni, meccanismi di reintegrazione degli esercenti relativi agli oneri non recuperabili della morosità connessi con i clienti non disalimentabili e ai casi di attivazione del servizio a seguito di fallimento del venditore/utente del dispacciamento del mercato libero;
- fissato la durata del primo periodo di assegnazione del servizio pari a tre anni (intercorrente dal 1° luglio 2021 al 30 giugno 2024).

Inoltre, la successiva delibera 16 febbraio 2021, n. 53/2021/R/eel ha stabilito che la copertura degli oneri relativi al meccanismo di reintegrazione dei crediti non recuperabili generati dai clienti non disalimentabili riforniti nel servizio a tutele graduali fosse posta a carico di uno specifico corrispettivo di dispacciamento, di cui all'art. 25-ter del TIS, da valorizzare con successivo provvedimento.

In vista dell'approssimarsi del termine del primo periodo di assegnazione del servizio, l'Autorità è intervenuta con la delibera 2 aprile 2024, n. 119/2024/R/eel confermando l'impianto regolatorio di cui alla delibera n. 491/2020/R/eel e rivedendo alcuni aspetti puntuali delle modalità di affidamento del servizio. In particolare:

- sono state modificate le aree di assegnazione del servizio;
- è stato ridotto il numero di aree territoriali di assegnazione del servizio;

- sono stati rimossi i requisiti di partecipazione alle procedure concorsuali che risultano già soddisfatti ai fini dell'iscrizione nell'elenco venditori di energia elettrica di cui al decreto del Ministero della transizione ecologica n. 164/22;
- è stato previsto il ricorso a un'asta a turno unico (in luogo dell'asta a doppio turno usata per l'assegnazione del servizio nel triennio luglio 2021-giugno 2024), con aggiudicazione delle aree all'operatore che offra il prezzo più basso entro i limiti di un tetto massimo definito dall'Autorità.

L'attuale periodo di assegnazione del servizio terminerà il 31 marzo 2027.

Il 10 giugno 2024 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.2 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione (parametro β) che, sommato al valore del PUN Index GME e delle componenti aggiuntive, determina il prezzo di remunerazione del servizio per l'esercente.

TAV. 9.2 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le piccole imprese e valore del parametro β*

AREA GEOGRAFICA	OPERATORE	Valore del parametro β (€/MWh)
Toscana, Calabria	Iren mercato	1,73
Lazio, Friuli-Venezia Giulia, Valle D'Aosta	A2A energia	2,84
Lombardia senza comune di Milano	Enel Energia	-8,15
Piemonte, Emilia-Romagna	Iren mercato	-4,19
Comune di Milano, Veneto, Liguria, Trentino-Alto Adige	Enel Energia	-5,15
Campania, Marche, Sardegna	A2A energia	2,24
Puglia, Umbria, Abruzzo, Molise, Basilicata, Sicilia	Iren mercato	2,16

Fonte: ARERA.

Servizio a tutele graduali per le microimprese – legge n. 124/17

La delibera 10 maggio 2022, n. 208/2022/R/eel ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per le microimprese rivolto ai clienti non domestici titolari di punti di prelievo fino a 15 kW e le modalità di assegnazione dello stesso attraverso procedure concorsuali, a partire dalla regolazione dell'omologo servizio destinato alle piccole imprese, ancorché con alcune distinzioni motivate dalle diverse caratteristiche (sia dimensionali sia in termini di numerosità della platea) che connotano le microimprese.

Più in dettaglio, con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio, la delibera n. 208/2022/R/eel ha previsto l'applicazione ai clienti ivi riforniti di condizioni contrattuali analoghe a quelle delle offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, un pieno allineamento del prezzo dell'approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della *commodity* nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzatosi (c.d. PUN Index GME). Inoltre, nell'ambito di detto servizio è, tra l'altro, applicata una componente di prezzo a copertura dei costi di commercializzazione del servizio definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

Con riferimento alle modalità di assegnazione del servizio, è stato previsto:

- l'affidamento ad Acquirente unico del compito di gestire le procedure concorsuali e di predisporre il regolamento di gara;
- l'assegnazione per aree territoriali di numero pari a 12;
- l'ammissione alle procedure degli operatori rispettosi di requisiti (a) di solidità economico finanziaria, (b) gestionali e (c) di natura operativa, definiti dall'Autorità;
- un'asta iterativa ascendente simultanea la quale è reiterata fino a quando per due turni successivi non ci sia al massimo un offerente per tutte le aree territoriali ovvero al raggiungimento del numero massimo di turni di gara fissati nel regolamento di gara;
- l'applicazione di un tetto massimo al prezzo ammesso in sede di gara non rivelato anticipatamente ai partecipanti prima delle procedure concorsuali;
- un limite massimo alle aree aggiudicabili da un singolo operatore, pari a quattro, ossia, al 35% delle aree totali di erogazione del servizio;
- il ricorso a un'asta di riparazione (a turno unico) aperta a tutti i partecipanti alle procedure concorsuali che hanno formulato un'offerta economica per permettere l'assegnazione di aree per cui le aste siano andate deserte;
- l'assegnazione del servizio agli aggiudicatari per un periodo di quattro anni (intercorrente dal 1° aprile 2023 al 31 marzo 2027).

Il 16 dicembre 2022 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.3 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione.

TAV. 9.3 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese e valore del prezzo di aggiudicazione*

AREE TERRITORIALI	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE €/POD/ANNO
1. Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Belluno, Venezia, Verona	Hera Comm	-20
2. Bologna, Modena, Piacenza, Padova, Parma, Reggio Emilia, Rovigo, Treviso, Vicenza	Sorgenia	-13
3. Abruzzo, Marche, Umbria, Forlì-Cesena, Ferrara, Ravenna, Rimini	A2a energia	15
4. Bergamo, Brescia, Cremona, Lecco, Lodi, Milano escluso comune di Milano, Mantova, Sondrio	Sorgenia	-3
5. Valle d'Aosta, Alessandria, Asti, Como, Monza-Brianza, comune di Milano, Novara, Pavia, Varese, Verbania, Vercelli	Sorgenia	-9
6. Liguria, Biella, Cuneo, Torino	AGSM AIM Energia	9
7. Arezzo, Firenze, Latina, Prato, Rieti, Roma escluso comune di Roma, Siena, Viterbo	Illumia	13
8. Molise, Frosinone, Grosseto, Livorno, Lucca, Massa-Carrara, Pisa, Pistoia, comune di Roma	A2a energia	25
9. Basilicata, Calabria, Bari, Taranto	Estra Energie	53
10. Sardegna, Caserta, Napoli escluso comune di Napoli	A2a energia	105

AREE TERRITORIALI	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE €/POD/ANNO
11. Avellino, Barletta-Andria, Benevento, Brindisi, Trani, Foggia, Lecce, comune di Napoli, Salerno	Acea Energia	75
12. Sicilia	A2a energia	53

Fonte: ARERA.

Servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili – legge n. 124/17

La delibera 3 agosto 2023, n. 362/2023/R/eel ha definito la regolazione delle condizioni economiche e contrattuali di erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili e le modalità di assegnazione dello stesso attraverso procedure concorsuali, ricalcando per molti aspetti la disciplina dell'omologo servizio destinato alle microimprese, anche in considerazione delle similarità dei clienti domestici (sotto il profilo dei livelli di consumo individuali e di consapevolezza sul funzionamento del mercato) con tale tipologia di imprese, ancorché con alcune differenze riferite principalmente al disegno d'asta e a taluni requisiti di partecipazione, in ragione del numero di punti di prelievo, oggetto delle procedure concorsuali, di gran lunga più elevato rispetto a quello delle microimprese.

Più in dettaglio, con riferimento alle condizioni di erogazione del servizio, la delibera n. 362/2023/R/eel ha previsto l'applicazione ai clienti ivi riforniti di condizioni contrattuali analoghe a quelle delle offerte PLACET e, con riferimento alle condizioni economiche, un pieno allineamento del prezzo dell'approvvigionamento dell'energia elettrica al valore della *commodity* nel mercato all'ingrosso, attraverso l'applicazione al cliente finale del PUN effettivamente realizzatosi (PUN Index GME). Inoltre, nell'ambito di detto servizio è, tra l'altro, applicata una componente di prezzo, espressa in euro/POD/anno, definita a partire dai prezzi di aggiudicazione delle gare, ma mantenendo un prezzo unico a livello nazionale.

Con riferimento alle modalità di assegnazione del servizio, è stato previsto:

- l'affidamento ad Acquirente unico del compito di gestire le procedure concorsuali e di predisporre il regolamento di gara;
- l'assegnazione per aree territoriali di numero pari a 26;
- l'ammissione alle procedure degli operatori rispettosi di requisiti (a) di solidità economico finanziaria, (b) gestionali e (c) di natura operativa, definiti dall'Autorità;
- un'asta a turno unico, in busta chiusa, simultanea per tutte le aree, nell'ambito della quale ciascun operatore dichiara il numero massimo di aree territoriali che si impegna a servire in caso di aggiudicazione;
- l'applicazione di un tetto massimo al prezzo ammesso in sede di gara non rivelato anticipatamente ai partecipanti prima delle procedure concorsuali;
- un limite massimo alle aree aggiudicabili da un singolo operatore, pari a quattro, ossia, al 30% delle aree totali di erogazione del servizio;
- il ricorso a un'asta di riparazione (a turno unico) aperta a tutti i partecipanti alle procedure concorsuali che hanno formulato un'offerta economica per permettere l'assegnazione di aree per cui le aste siano andate deserte;
- l'assegnazione del servizio agli aggiudicatari per un periodo intercorrente dal 1° luglio 2024 al 31 marzo 2027.

Il 6 febbraio 2024 l'Acquirente unico ha pubblicato l'esito delle procedure concorsuali, per le quali nella tavola 9.4 sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione.

TAV. 9.4 *Elenco dei soggetti esercenti il servizio a tutele graduali per le microimprese e valore del prezzo di aggiudicazione*

N.	AREA	PROVINCE	AGGIUDICATARIO	PREZZO DI AGGIUDICAZIONE (EURO/POD/ANNO)
1	Nord1	Aosta, Biella, Milano provincia, Verbania, Vercelli	ENEL ENERGIA	-89
2	Nord2	Parma, Piacenza, Torino provincia	ENEL ENERGIA	-76
3	Nord3	Como, Torino comune, Varese	Illumia	-45
4	Nord4	Imperia, Lecco, Monza-Brianza, Savona	E.ON	-48
5	Nord5	Brescia, Milano comune	ENEL ENERGIA	-83
6	Nord6	Cremona, Genova, La Spezia, Lodi, Lucca, Massa-Carrara	HERA COMM	-65
7	Nord7	Alessandria, Asti, Cuneo, Novara, Pavia	HERA COMM	-61
8	Nord8	Bergamo, Sondrio, Udine	HERA COMM	-81
9	Nord9	Belluno, Gorizia, Pordenone, Treviso, Trieste	ENEL ENERGIA	-73
10	Nord10	Bolzano, Trento, Vicenza	ENEL ENERGIA	-47
11	Nord11	Mantova, Modena, Reggio Emilia, Verona	ENEL ENERGIA	-97
12	Nord12	Ancona, Padova, Pesaro-Urbino, Venezia	HERA COMM	-91
13	Centro1	Ascoli Piceno, Bologna, Fermo, Ferrara, Macerata, Rovigo	HERA COMM	-111
14	Centro2	Firenze, Roma provincia	Illumia	-65
15	Centro3	Arezzo, Caserta, Perugia, Rieti, Terni, Viterbo	HERA COMM	-21
16	Centro4	Roma comune	ENEL ENERGIA	-28
17	Sud1	Napoli provincia, Nuoro, Sassari	Illumia	20
18	Sud2	Cagliari, Napoli comune, Oristano, Sud Sardegna	A2A Energia	29
19	Sud3	Avellino, Benevento, Grosseto, Livorno, Pisa, Pistoia, Prato, Siena	Edison Energia	-200
20	Sud4	Chieti, Forlì-Cesena, L'Aquila, Pescara, Ravenna, Rimini, Teramo	HERA COMM	-73
21	Sud5	Bari, Frosinone, Latina	Edison Energia	-192
22	Sud6	Brindisi, Matera, Potenza, Salerno, Taranto	Salerno Energia Vendite	-32
23	Sud7	Barletta-Andria-Trani, Campobasso, Cosenza, Foggia, Isernia	Salerno Energia Vendite	-9
24	Sud8	Catanzaro, Crotone, Lecce, Reggio-Calabria, Vibo Valentia	Edison Energia	-193
25	Sud9	Catania, Enna, Messina, Ragusa, Siracusa	Edison Energia	-170
26	Sud10	Agrigento, Caltanissetta, Palermo, Trapani	A2A Energia	6

Fonte: ARERA.

Con la delibera 29 maggio 2024, n. 217/2024/R/eel, l'Autorità, d'intesa con Banca d'Italia e sentito il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica, ha dato attuazione alle disposizioni di cui all'art. 14, commi 5 e 5-*bis*, del decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181 in materia di rinnovo dell'autorizzazione all'addebito diretto dei pagamenti delle bollette da parte dei clienti finali domestici non vulnerabili del servizio a tutele graduali provenienti dal servizio di maggior tutela.

In particolare, la delibera n. 217/2024/R/eel ha individuato, tra l'altro, i dati e le informazioni che gli esercenti il servizio di maggior tutela erano tenuti a mettere a disposizione degli esercenti il servizio a tutele graduali per procedere al rinnovo dell'autorizzazione all'addebito diretto sul conto di pagamento del cliente e ha definito tempi e modalità univoche per il trasferimento delle medesime informazioni tramite un'area di scambio gestita da Acquirente unico.

A seguito della delibera n. 217/2024/R/eel, è stato avviato un gruppo di lavoro che ha coinvolto i sette esercenti il servizio a tutele graduali, l'associazione rappresentativa degli esercenti il servizio di maggior tutela, Banca d'Italia, l'Associazione Bancaria Italiana (ABI) e i rappresentanti degli istituti di pagamento non già rappresentati da ABI. Tale gruppo è stato istituito per agevolare il trasferimento automatico dei mandati di addebito diretto dagli esercenti il servizio di maggior tutela agli esercenti il servizio a tutele graduali nonché per agevolare l'interlocuzione tra gli esercenti il servizio di tutele graduali e gli istituti di pagamento.

Alla luce dei dati forniti dagli esercenti il servizio a tutele graduali, risulta che la procedura di rinnovo dell'autorizzazione all'addebito diretto sia stata completata con successo e senza criticità di rilievo.

Con la delibera 21 gennaio 2025, n. 10/2025/R/eel, l'Autorità ha dato attuazione alle disposizioni della legge n. 193/24, definendo le misure che avrebbero dovuto essere adottate dagli esercenti il servizio a tutele graduali per dare seguito alle richieste dei clienti domestici vulnerabili di usufruire del servizio in parola nonché le modalità e i canali informativi di cui i medesimi clienti potevano servirsi così da assicurare l'effettivo esercizio della facoltà loro riconosciuta dalla medesima legge.

La delibera n. 10/2025/R/eel ha stabilito, prevedendo una deroga temporanea alla disciplina del servizio a tutele graduali, che i clienti domestici vulnerabili nonché coloro i quali avessero acquisito uno dei requisiti di vulnerabilità di cui al decreto legislativo n. 210/21 entro la data del 30 giugno 2025, potessero chiedere, fino a tale scadenza, l'attivazione del servizio a tutele graduali ovvero la permanenza nel medesimo servizio (nel caso di cliente già ivi rifornito) all'esercente responsabile dell'area in cui è ubicato il punto di prelievo nella titolarità del richiedente.

Più in dettaglio, la citata delibera n. 10/2025/R/eel ha introdotto una serie di iniziative informative finalizzate a rendere edotti, in tempi celeri, i clienti finali della facoltà accordata dalla legge n. 193/24. In particolare, ha previsto che:

- i siti *internet* degli esercenti il servizio a tutele graduali indichino, con adeguata evidenza ed entro 30 giorni dall'approvazione della medesima delibera:
  - le modalità e i canali (tra cui almeno un canale telefonico, un canale digitale e, ove disponibile, lo sportello fisico) con cui chiedere informazioni in merito all'accesso al servizio a tutele graduali e con cui presentare la richiesta di essere forniti in detto servizio;

  - la documentazione necessaria per chiedere l'accesso al servizio nonché i moduli di autocertificazione, definiti dall'Autorità, per attestare i requisiti di vulnerabilità;
  - i riferimenti al sito *internet* e al numero verde dello Sportello per il consumatore Energia e Ambiente e alla pagina del sito *internet* dell'Autorità "ARERA per il consumatore" in cui il cliente può trovare ogni informazione utile sul tema;
- le bollette dei clienti finali emesse fino al 30 giugno 2025 riportino un testo informativo, definito dall'Autorità, circa la facoltà dei clienti domestici vulnerabili di essere riforniti nel servizio a tutele graduali, dal contenuto parzialmente differenziato a seconda che il cliente sia rifornito nel mercato libero, nel servizio a tutele graduali ovvero nel servizio di maggior tutela;
- sulla pagina del sito *internet* dell'Autorità "ARERA per il consumatore" siano fornite le informazioni utili ai clienti domestici vulnerabili per chiedere di fruire del servizio a tutele graduali.

Il contenuto della delibera n. 10/2025/R/eel è stato confermato interamente dalla delibera 18 febbraio 2025, n. 48/2025/R/eel, che è stata adottata a seguito della consultazione postuma, cui la disciplina della delibera n. 10/2025/R/eel era stata sottoposta, in considerazione delle tempistiche stringenti fissate dalla legge n. 193/24.

Con la delibera 19 giugno 2025, n. 267/2025/R/eel, l'Autorità ha confermato la disciplina relativa all'accesso dei clienti vulnerabili al servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, di cui alla delibera n. 10/2025/R/eel e ha fornito precisazioni in merito alla delibera n. 48/2025/R/eel in ottemperanza alle sentenze del Tar Lombardia n. 1853/25, n. 1855/25 e n. 1856/25.

In attuazione delle disposizioni del decreto legge n. 19/25, l'Autorità ha adottato la delibera 25 marzo 2025, n. 110/2025/R/eel, con cui ha previsto che i clienti finali serviti nel servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili che acquisiscano uno dei requisiti di vulnerabilità di cui al decreto legislativo n. 210/21 dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto legge n. 19/25 nonché i clienti già divenuti vulnerabili ma che risultino ancora riforniti nel servizio a tutele graduali dalla medesima data continuino a essere serviti in detto servizio fino alla fine del periodo di assegnazione, ferma restando la facoltà del cliente domestico vulnerabile di accedere in ogni momento al servizio di maggior tutela ovvero di stipulare un contratto a condizioni di libero mercato. La delibera n. 110/2025/R/eel ha, conseguentemente, disposto che gli esercenti il servizio a tutele graduali non procedano più alle risoluzioni contrattuali verso i clienti ivi riforniti che acquisiscano uno dei requisiti di vulnerabilità, oltre ad aver prescritto ai medesimi esercenti di adeguare il contenuto delle informazioni pubblicate sul proprio sito *internet* ai sensi della delibera n. 10/2025/R/eel alle nuove disposizioni del decreto legge n. 19/25, rimuovendo altresì la documentazione destinata ai clienti serviti nel servizio a tutele graduali funzionale alla richiesta di permanenza nel servizio.

Mercato del gas: servizi di tutela, ultima istanza e *default*

In relazione al settore del gas naturale, la legge n. 125/07 ha previsto che l'Autorità definisse transitoriamente i prezzi di riferimento per le forniture ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, dovevano comprendere tra le proprie offerte commerciali. Tale disciplina transitoria di prezzo è stata superata da gennaio 2024 per i clienti non vulnerabili, ai sensi della legge 4 agosto 2017, n. 124, come da ultimo modificata dal decreto legge 18 novembre 2022, n. 176, convertito con legge 13 gennaio 2023, n. 6.

Rimozione del servizio di tutela del gas naturale e regolazione dei clienti vulnerabili

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 11 ottobre 2022, n. 489/2022/R/com, l'Autorità, con la delibera 14 marzo 2023, n. 100/2023/R/com, ha dato attuazione alle disposizioni dell'art. 1, comma 59, della legge n. 124/17, come successivamente modificata e integrata, e alle disposizioni del decreto legge 9 agosto 2022, n. 115 (di seguito: decreto legge n. 115/22), come convertito dalla legge 21 settembre 2022, n. 142, in materia, rispettivamente, di rimozione del servizio di tutela del gas naturale per i clienti domestici non vulnerabili e di definizione delle condizioni di fornitura del gas naturale ai clienti finali vulnerabili.

La delibera n. 100/2023/R/com ha stabilito, tra l'altro, all'art. 2.3, per i clienti riforniti nell'ambito del servizio di tutela gas non vulnerabili e che non avessero sottoscritto un contratto di mercato libero al 31 dicembre 2023, che il venditore, dal 1° gennaio 2024, applicasse le condizioni delle offerte PLACET di gas naturale a prezzo variabile di cui alla delibera 27 luglio 2017, n. 555/2017/R/com con una componente in quota energia, (α), a copertura degli ulteriori costi di approvvigionamento e consegna del gas naturale al cliente finale, definita dall'Autorità e una componente in quota fissa (€/anno), P_{FIX}, sempre definita liberamente dal venditore (di seguito: offerta PLACET in deroga).

L'art. 2.6 della delibera n. 100/2023/R/com ha disposto altresì che l'offerta PLACET in deroga avesse una durata pari a 12 mesi e che alla scadenza (31 dicembre 2024), in assenza di recesso da parte di una delle parti ovvero in mancanza di una scelta del cliente finale, il venditore applicasse il rinnovo delle condizioni contrattuali ed economiche dell'offerta PLACET di gas naturale a prezzo variabile, previa comunicazione secondo le modalità e tempistiche di cui all'art. 14 della delibera n. 555/2017/R/com. Pertanto, il venditore, con un preavviso non inferiore a 3 mesi (quindi entro fine settembre 2024), era tenuto a comunicare al cliente finale il nuovo prezzo, pari al prezzo previsto dall'offerta PLACET a prezzo variabile di gas naturale commercializzata dal venditore nel momento in cui veniva effettuata la comunicazione.

Con la delibera 23 luglio 2024, n. 309/2024/R/com, l'Autorità ha approvato modifiche e integrazioni alla regolazione in materia di rinnovo dell'offerta PLACET in deroga per l'anno solare 2025. In particolare:

- il venditore di gas naturale, entro il 30 settembre 2024, era tenuto a comunicare ai clienti domestici di gas naturale non vulnerabili e ai condomini uso domestico, serviti alla data di predisposizione della comunicazione nell'ambito delle offerte PLACET in deroga, il rinnovo, con effetto dal 1° gennaio 2025:
  - dell'offerta PLACET in deroga per ulteriori 12 mesi (fino al 31 dicembre 2025), con eventuale adeguamento in aumento o anche in riduzione del valore della componente P_{FIX} rispetto a quello definito per l'anno 2024, qualora le condizioni della corrispondente offerta PLACET a prezzo variabile di gas naturale commercializzata alla generalità dei clienti al momento della comunicazione di rinnovo avessero comportato una spesa annua stimata per il cliente finale maggiore rispetto a quella stimata applicando le nuove condizioni dell'offerta PLACET in deroga;
  - dell'offerta PLACET a prezzo variabile di gas naturale commercializzata alla generalità dei clienti al momento della comunicazione di rinnovo, qualora essa avesse comportato una spesa annua stimata per il cliente finale minore rispetto a quella stimata applicando le condizioni dell'offerta PLACET in deroga;

- la stima della spesa annua per effettuare i confronti tra l'offerta PLACET in deroga e l'offerta PLACET a prezzo variabile di gas naturale ordinaria commercializzata alla generalità dei clienti doveva essere calcolata secondo i criteri del regolamento di funzionamento del Portale Offerte;
- il venditore era tenuto a comunicare al cliente finale le nuove condizioni economiche secondo le modalità e le tempistiche delle offerte PLACET ordinarie con, in aggiunta, le seguenti precisazioni: il codice offerta risultante dal rinnovo; la stima della spesa annua, escludendo le imposte; l'indicazione dell'impatto delle variazioni sulla spesa annua in caso di aumento dei corrispettivi unitari non legati all'andamento dei mercati all'ingrosso; l'informazione circa la facoltà del cliente di scegliere un'altra offerta sul libero mercato con il medesimo o altro venditore. Solo in caso di proposta di rinnovo dell'offerta PLACET in deroga alle medesime condizioni economiche vigenti fino al 31 dicembre 2024, il venditore poteva allegare la comunicazione alla prima bolletta utile, anziché disporre un invio separato, senza illustrare i contenuti e gli effetti della variazione proposta.

I clienti finali identificati come vulnerabili secondo le modalità di cui alla delibera 14 marzo 2023, n. 102/2023/R/gas che erano serviti nel servizio di tutela gas e che non avevano sottoscritto un contratto di mercato libero con il medesimo o altro venditore, a decorrere dal 1° gennaio 2024, sono serviti alle condizioni di fornitura di cui al Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), definite dall'Autorità per il servizio di tutela della vulnerabilità, caratterizzato da condizioni economiche analoghe a quelle previste per il servizio di tutela gas e dalle stesse condizioni contrattuali dell'offerta PLACET di gas naturale. A partire dalla medesima data, i clienti che soddisfano i requisiti per essere classificati come vulnerabili ai sensi del decreto legge n. 115/22 possono richiedere ai venditori del mercato libero ovvero ai fornitori di ultima istanza l'applicazione delle condizioni del servizio di tutela della vulnerabilità.

Servizio di tutela della vulnerabilità: aggiornamento delle condizioni economiche di erogazione del servizio – costi di approvvigionamento e di commercializzazione

In conformità al Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), di cui all'allegato A della delibera n. 100/2023/R/gas, come successivamente modificato e integrato, l'Autorità ha aggiornato le condizioni economiche applicate ai clienti serviti nell'ambito del servizio di tutela della vulnerabilità.

A tal proposito, si rammenta che il livello della componente $C_{MEM,t}$ a copertura dei costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso applicato a decorrere dal 1° ottobre 2022 è pari alla media del prezzo del PSV *day ahead* rilevato da ICIS-Heren e che tali valori sono aggiornati con cadenza mensile all'inizio del mese successivo al mese di riferimento e pubblicati in un'apposita sezione del sito *internet*.

Per il dettaglio dei valori di aggiornamento, si rimanda al Capitolo 3 del Volume I.

Con la delibera 27 marzo 2025, n. 126/2025/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, a partire dal 1° aprile 2025, il livello della componente *QVD* attinente alla commercializzazione al dettaglio del servizio di tutela della vulnerabilità,

applicato ai soli clienti domestici vulnerabili. Per gli aspetti relativi alla determinazione di tale componente sono stati confermati i criteri adottati per la sua definizione e la quantificazione relativa all'anno 2024.

In particolare, l'aggiornamento della componente *QVD* è stato effettuato sulla base dell'analisi dei dati e delle informazioni forniti da un campione di operatori di maggiori dimensioni e considerando:

- per gli oneri relativi alla morosità, il livello di *unpaid ratio* riconosciuto, definito a partire dal tasso di mancato incasso delle fatture trascorsi 24 mesi dalla loro emissione e rilevato dai venditori, considerando, inoltre, il comportamento efficiente degli operatori in termini di gestione della clientela e gestione del credito; nello specifico, tale tasso è risultato complessivamente pari a 0,60%;
- per gli altri costi operativi, i valori di bilancio consuntivo riferiti all'anno 2023, a disposizione dell'Autorità in virtù della disciplina *unbundling*, comprensivi dei costi connessi con le politiche di marketing e di acquisizione della clientela, opportunamente rettificati al fine di tenere conto unicamente delle partite ordinarie relative all'attività di commercializzazione del gas naturale e delle voci di costo che non trovano già copertura mediante altre componenti delle condizioni economiche;
- per la remunerazione del capitale investito netto, l'adozione di una metodologia di quantificazione parametrica del capitale circolante netto, definito in base alla stima dell'esigenza di cassa cui un venditore deve far fronte nell'ambito della propria attività di vendita, e fissando l'esposizione media in 42 giorni; in tale ambito è stato altresì previsto che la remunerazione sia definita, in continuità con le precedenti determinazioni, mediante la metodologia WACC (*Weighted Average Cost of Capital*), opportunamente aggiornata per tener conto della revisione in riduzione dei valori parametrici del WACC dei servizi infrastrutturali disposta dalla delibera 28 novembre 2024, n. 513/2024/R/com per i servizi infrastrutturali e tenendo al contempo conto delle specifiche caratteristiche dell'attività di vendita; in particolare, il costo del debito è stato determinato tenendo conto del fatto che tipicamente, rispetto alle attività infrastrutturali, le attività di vendita sono caratterizzate da debiti di durata inferiore, ciò comportando un peso diverso del debito di nuova emissione rispetto all'*embedded*; il tasso di remunerazione, espresso in termini nominali, è risultato pari a 7,9%; non sono poi stati considerati, ai fini della remunerazione, gli oneri connessi con l'IRAP, per la copertura dei quali è previsto un riconoscimento separato.

Nell'ambito del calcolo delle condizioni economiche del servizio di tutela della vulnerabilità, con delibera 8 maggio 2025, n. 198/2025/R/gas sono stati fissati i valori della componente *CCR*, per i periodi 1° ottobre 2025 – 30 settembre 2026, nonché del corrispettivo *CRVOS* con riferimento al periodo 1° ottobre 2025 – 31 marzo 2026.

Servizio di fornitura di ultima istanza e servizio di *default* di distribuzione

Nel settore del gas naturale, sono previsti due specifici servizi di ultima istanza per i clienti finali connessi con la rete di distribuzione: il servizio di fornitura di ultima istanza (servizio FUI) e il servizio di *default* di distribuzione (servizio di *default* o FD_D). Il servizio FUI garantisce unicamente la continuità della fornitura ai clienti di minori dimensioni, tra i quali si possono annoverare i clienti domestici, i condomini uso domestico, i clienti altri usi con consumi fino a 50.000 S(m^3)/anno purché non morosi, nonché le utenze relative ad attività di

servizio pubblico[6]. Il servizio di *default* invece è volto a garantire il bilanciamento della rete con riferimento ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie sopra richiamate[7]. Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 stabilisce, infatti, che l'impresa di distribuzione territorialmente competente è tenuta a garantire il bilanciamento della propria rete in relazione al prelievo presso tale punto per il periodo in cui non sia possibile la sua disalimentazione fisica, secondo le modalità e le condizioni definite dall'Autorità. In ottemperanza alle suddette previsioni, l'Autorità ha previsto l'istituzione del servizio di *default*. Negli ultimi anni l'Autorità è intervenuta con numerosi affinamenti in relazione alla disciplina applicabile ai servizi di ultima istanza e, in particolare, il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014[8].

L'Autorità, nell'ambito del TIVG, ha disciplinato le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale, nonché le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti e gli specifici meccanismi di copertura degli oneri relativi alla morosità inerenti, per il FUI, ai clienti non disalimentabili (corrispondenti ai clienti appartenenti alla tipologia utenze del servizio pubblico) e, per il FD_D, ai clienti morosi, entrambi disciplinati dal TIVG (di seguito: meccanismi di reintegrazione degli oneri della morosità o meccanismi di reintegrazione). Gli oneri di tali meccanismi di reintegrazione sono posti a carico dell'elemento $UG3_{UI}$ della componente *UG3* della tariffa obbligatoria dei servizi di distribuzione e misura, di cui al comma 42.3, lettera h), del testo della Regolazione delle Tariffe dei servizi di Distribuzione e misura del Gas (di seguito RTDG).

Tenuto conto del ridursi dei prezzi del gas naturale rispetto agli anni 2021-22, con le delibere n. 633/2023/R/com ed n. 113/2024/R/com, l'Autorità ha adeguato in aumento per l'anno 2024 il livello di detti corrispettivi, che erano precedentemente stati azzerati al fine di ridurre l'impatto degli elevati prezzi del gas all'ingrosso sulla spesa complessiva per la fornitura di gas naturale per gli utenti finali.

Entrambi i servizi in questione sono erogati da operatori individuati attraverso specifiche procedure di selezione, disciplinate dall'Autorità sulla base degli indirizzi emanati con decreto del Ministro dello sviluppo economico. Al riguardo, la delibera 29 luglio 2025, n. 360/2025/R/gas ha confermato, in continuità con la precedente assegnazione dei servizi, una durata dell'assegnazione uguale sia per il FUI sia per il FD_D, pari a due anni termici intercorrenti dal 1° ottobre 2025 al 30 settembre 2027. La richiamata delibera ha altresì confermato l'impianto regolatorio complessivo già adottato dalla delibera 3 agosto 2023, n. 378/2023/R/gas in merito a: (i) la configurazione delle aree per l'assegnazione dei servizi e la loro conseguente erogazione, in ossequio al criterio di omogeneità tra le aree di assegnazione; (ii) le condizioni economiche di erogazione del servizio, prevedendo in particolare l'applicazione, ai clienti vulnerabili per cui si attivi il servizio, del prezzo definito dall'Autorità per il servizio di tutela della vulnerabilità e ai clienti non vulnerabili (domestici e non domestici) di un tetto massimo al prezzo pagato nell'ipotesi che i prezzi di aggiudicazione formatisi nelle varie aree territoriali siano eccedenti il valore soglia definito dall'Autorità; (iii) le informazioni da rendere disponibili ai partecipanti alle procedure

6 Rientrano nella tipologia di attività di servizio pubblico: ospedali, case di cura e di riposo, carceri, scuole, e altre strutture pubbliche e private che svolgono un'attività riconosciuta di assistenza.

7 L'attivazione del FDD è altresì prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, ma per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, in quanto il FUI non è stato selezionato).

8 La sentenza n. 2986/2014 del Consiglio di Stato, in accoglimento degli appelli dell'Autorità avverso le sentenze del TAR Lombardia di annullamento della regolazione del servizio di default, ha infatti confermato la legittimità dell'intero assetto anche con riferimento alle previsioni che stabiliscono che le attività funzionali alla fornitura del medesimo servizio possono essere effettuate dall'impresa di distribuzione.

concorsuali; (iv) i requisiti di partecipazione; (v) i meccanismi di reintegrazione degli oneri non recuperabili della morosità dei clienti che usufruiscono dei servizi in questione.

Ai sensi della delibera n. 360/2025/R/gas, l'Acquirente unico, l'11 settembre 2025, ha pubblicato gli esiti della procedura concorsuale per la selezione dei FUI indicando il nome dell'assegnatario e il valore del prezzo offerto (β) che, sommato al prezzo della materia prima e delle componenti aggiuntive determina il prezzo di remunerazione del servizio per l'esercente.

Gli esiti della predetta procedura concorsuale sono evidenziati nella tavola 9.5 in cui sono riportati, per ciascuna area territoriale oggetto di assegnazione del servizio, il nominativo del soggetto esercente il servizio e il valore del prezzo di aggiudicazione (parametro β).

TAV. 9.5 *Esiti procedure FUI 2025-2027 – Assegnatari e valori del parametro β*

AREE GEOGRAFICHE	ASSEGNATARIO	β (espresso in c€/S(m³))
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	A2A Energia	6,94
2. Lombardia	ENEL Energia	4,42
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	ENEL Energia	2,58
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	ENEL Energia	3,08
5. Toscana, Umbria e Marche	ENEL Energia	4,08
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	ENEL Energia	4,81
7. Lazio	ENEL Energia	5,82
8. Campania	A2A Energia	9,96
9. Sicilia e Calabria	A2A Energia	9,31

Fonte: ARERA.

Con riferimento al servizio di *default* distribuzione (SdD), gli esiti delle procedure concorsuali per la selezione dei fornitori sono stati pubblicati da Acquirente unico in data 18 settembre 2025.

I relativi esiti sono evidenziati nella seguente tavola 9.6, dove il parametro γ rappresenta il prezzo offerto che, sommato al prezzo della materia prima e delle componenti aggiuntive, determina il prezzo di remunerazione del servizio per l'esercente.

TAV. 9.6 *Esiti SdD distribuzione 2025-2027 – Assegnatari e valori del parametro γ c€/S(m³)*

AREE GEOGRAFICHE	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	γ (espresso in c€/S(m³))
1. Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	1°	HERA COMM	5,63
	2°	A2A Energia	14,44
2. Lombardia	1°	HERA COMM	2,72
	2°	A2A Energia	10,92

AREE GEOGRAFICHE	ORDINE DI MERITO	SOCIETÀ	γ (espresso in c€/S(m³))
3. Trentino-Alto Adige e Veneto	1°	HERA COMM	3,34
	2°	A2A Energia	13,87
4. Friuli-Venezia Giulia ed Emilia-Romagna	1°	HERA COMM	3,97
	2°	A2A Energia	12,92
5. Toscana, Umbria e Marche	1°	HERA COMM	5,32
	2°	A2A Energia	13,34
6. Abruzzo, Molise, Basilicata e Puglia	1°	HERA COMM	9,32
	2°	A2A Energia	23,96
7. Lazio	1°	HERA COMM	5,69
	2°	A2A Energia	24,88
8. Campania	1°	HERA COMM	13,91
	2°	A2A Energia	39,98
9. Sicilia e Calabria	1°	HERA COMM	8,96
	2°	A2A Energia	59,74

Fonte: ARERA.

Condizioni economiche di fornitura di gas diversi dal gas naturale

Con la delibera 11 giugno 2024, n. 230/2024/R/gas, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale prevedendo di intervenire sugli elementi di costo relativi alla materia prima, alla copertura dei costi di trasporto e alla vendita al dettaglio; la conclusione del procedimento è stata fissata entro il 31 dicembre 2025, anche mediante interventi separati per ciascun ambito. La prima consultazione sul tema è stata avviata alla fine del 2024 (17 dicembre 2024, n. 561/2024/R/gas).

Con la delibera 25 marzo 2025, n. 109/2025/R/gas, l'Autorità ha provveduto alla revisione delle modalità di aggiornamento mensile delle componenti QEPROPMC a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima del GPL.

Nel 2025 è stato pubblicato il documento per la consultazione 18 giugno 2025, n. 258/2025/R/gas, con cui sono stati illustrati gli orientamenti dell'Autorità finalizzati a rivedere, tra l'altro, la metodologia di determinazione della componente *QVD* gas diversi con riferimento ad alcuni aspetti puntuali dell'allora vigente regolazione, che miravano a contemperare la duplice esigenza, da un lato di copertura dei costi sostenuti dagli esercenti per la gestione del rapporto contrattuale con i clienti finali e, dall'altro, di promozione di una gestione efficiente di tale attività, a beneficio dei clienti finali.

Con la medesima consultazione n. 258/2025/R/gas è stata prospettata l'adozione di nuove modalità per la determinazione del costo riconosciuto per i costi di trasporto, introducendo una formula di calcolo della *QTCA* in grado di tenere conto dei costi medi efficienti e delle specificità delle diverse aree geografiche del Paese interessate dalla distribuzione del GPL a mezzo di reti canalizzate, consentendo al contempo un aggiornamento "automatico" annuale dell'elemento *QTCA* sulla base di dati pubblici.

Con la delibera 29 luglio 2025, n. 361/2025/R/gas, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento della componente *QVD* gas diversi con effetto dal 1° gennaio 2026, ponendo la componente relativa alla vendita al dettaglio del GPL (QVD_{gpl}) e dei gas manifatturati e dell'aria propanata ($QVD_{gasmanifatturati}$), articolata nella sola quota fissa, pari a 52,91 euro/punto di riconsegna per anno.

La medesima delibera n. 361/2025/R/gas ha, inoltre, riconosciuto agli operatori la facoltà di richiedere l'applicazione per i propri clienti di un diverso valore della componente *QVD* gas diversi, in caso di scostamenti significativi rispetto al valore riconosciuto dall'Autorità a copertura dei costi operativi diversi dalla morosità, presentando alla stessa Autorità, entro il termine del 31 ottobre 2025, un'apposita istanza motivata di revisione del valore della medesima componente, corredata di dati contabili aggiornati e certificati.

La medesima delibera n. 361/2025/R/gas ha, inoltre, previsto di rimandare a un successivo provvedimento la nuova definizione delle modalità di calcolo dell'elemento *QTCA*, congiuntamente e in coerenza con l'eventuale revisione del paniere dei prodotti internazionali attualmente considerato per il calcolo della componente *QEPROPMC* a copertura dei costi di approvvigionamento della materia prima.

Con le delibere 23 dicembre 2025, n. 565/2025/R/gas ed n. 568/2025/R/gas l'Autorità ha provveduto a definire, in esito all'istruttoria sulle istanze presentate da due operatori del settore, per il periodo dal 1° gennaio 2026 al 31 dicembre 2027, il valore della componente *QVD* gas diversi da applicare ai clienti finali serviti dai medesimi operatori.

Strumenti a disposizione dei clienti finali

Portale Offerte luce e gas

Con la delibera 1° febbraio 2018, n. 51/2018/R/com, così come modificata dalla delibera 5 marzo 2019, n. 85/2019/R/com, l'Autorità ha adottato il regolamento per la realizzazione e gestione, da parte del Gestore del Sistema informativo integrato (di seguito: il Gestore del SII), di un Portale delle offerte rivolte ai clienti finali domestici e alle piccole imprese di energia elettrica e gas naturale (di seguito: Portale Offerte), ai sensi dell'art. 1, comma 61, della legge n. 124/17. Il Portale Offerte contiene offerte fisse e offerte variabili di mercato libero, Offerte PLACET nonché la spesa dei servizi di tutela sia per l'energia elettrica che per il gas naturale. Si tratta di offerte rivolte ai clienti domestici, alle imprese del settore elettrico alimentate in bassa tensione, ai condomini uso domestico con consumi gas inferiori a 200.000 S(m^3)/anno, alle imprese del settore gas con consumi inferiori a 200.000 S(m^3)/anno.

La progettazione e l'implementazione del Portale Offerte è incentrata a garantire la facilità di consultazione da parte dell'utente finale. Dall'avvio in operatività, avvenuto il 1° luglio 2018, il Portale è stato oggetto di monitoraggio al fine di verificare eventuali necessità di consolidamento, evoluzioni e nuove funzionalità.

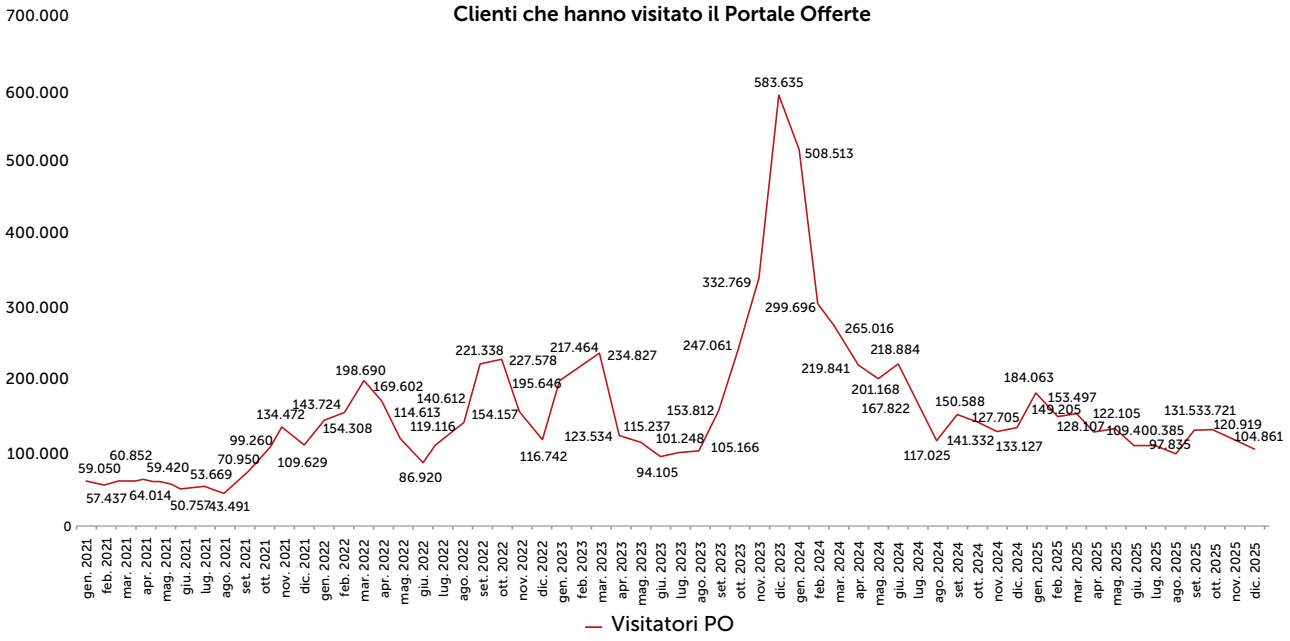
Trimestralmente è svolta un'analisi di fruibilità e semplicità di consultazione del Portale Offerte, valutandone l'utilizzo sia mediante PC *desktop* sia attraverso dispositivi mobili.

Nel 2025 di attività del Portale Offerte, il Gestore del SII ha costantemente effettuato il monitoraggio:

- delle visite;
- delle URL;
- delle tipologie di referenti;
- delle tipologie di dispositivi di navigazione;
- dei browser;
- dei Paesi da cui sono state effettuati accessi sul Portale.

Dal monitoraggio degli accessi risulta che 2025, il sito ha avuto un totale di 1.552.757 visitatori unici. In media hanno visitato mensilmente il Portale nel 2025 circa 129,4 mila visitatori unici, con un picco nel mese di gennaio 2024 di oltre 184 mila utenti (Fig. 9.1)

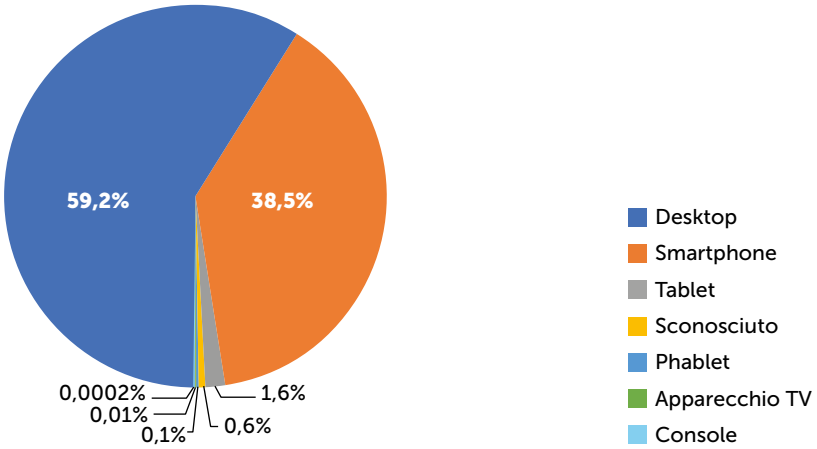
FIG. 9.1 *Numero di visitatori unici che hanno consultato il Portale Offerte per mese da gennaio 2021 a dicembre 2025*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Nel quarto trimestre 2025 la maggior parte degli utenti del Portale ha utilizzato, per la navigazione, *browser* disponibili mediante dispositivi *desktop*. Gli accessi nel quarto trimestre 2025 sono avvenuti, infatti, per il 59,2% tramite desktop, +1,6 p.p. rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, il 38,5% è avvenuta tramite smartphone, +1,4 p.p. rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (Fig. 9.2).

FIG. 9.2 *Numero di visite per dispositivo nel quarto trimestre del 2025*



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Il Portale Offerte, realizzato sulla piattaforma Azure creata da Microsoft, utilizza servizi basati sul *cloud* che permettono di dimensionare con flessibilità e scalabilità e in maniera puntuale le risorse necessarie, aumentandole o diminuendole in funzione delle proprie esigenze e in qualsiasi momento. In merito all'aspetto fondamentale della sicurezza, i dati sono sempre criptati e disponibili per il 99,9% del tempo annuo, in conformità con la normativa in tema di *privacy*.

Nel 2025 sono state introdotte alcune funzionalità fondamentali per accompagnare i clienti finali non vulnerabili verso il mercato libero, a seguito della fine dei servizi di tutela. In particolare, sono stati sviluppati:

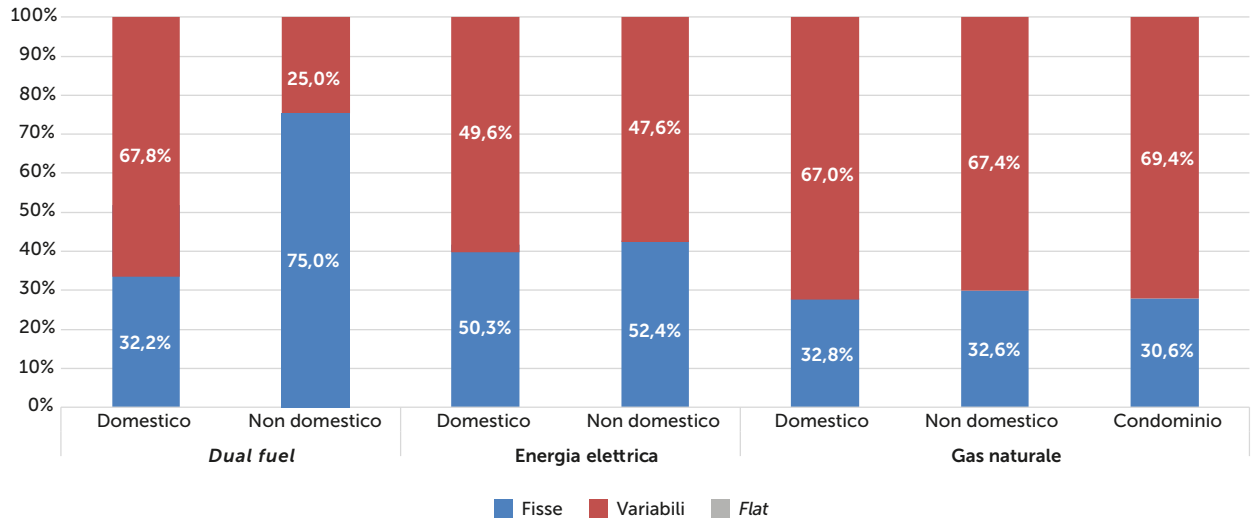
- l'accesso tramite SPID/CIE, che consente di individuare le forniture intestate alla persona fisica/giuridica che si è identificata e metterne a disposizione i relativi dati rilevanti a fini consultativi e per la simulazione della spesa annua. In particolare, l'utilizzo dei dati di consumo storici, quindi effettivi, permette la simulazione della spesa su un livello di consumo reale del cliente, aderente alle proprie abitudini di consumo;
- il calcolo della spesa annua per il servizio a tutele graduali dedicato ai clienti domestici non vulnerabili;
- una nuova sezione del Portale Offerte che consente al cliente finale, autenticandosi con SPID/CIE o inserendo il codice offerta, di consultare caratteristiche e condizioni della propria offerta, anche se non più in corso di validità.

Infine, sempre nell'ottica di agevolare l'utilizzo del sito da parte dei clienti finali, sono stati integrati e arricchiti i contenuti dei video tutorial presenti nel sito *internet* del Portale Offerte.

Le evidenze del monitoraggio del Portale Offerte, di cui all'art. 33 dell'allegato A alla delibera n. 51/2018/R/com, mostrano che visualizzando le offerte presenti nel *database* del PO disponibili il 31 dicembre 2025 esse risultano pari a 19.355, di cui 15.861 di mercato libero e 2.324 Offerte PLACET e 1.170 offerte per cui non è possibile calcolare la stima della spesa annua a causa delle loro peculiarità e innovazioni nelle formule di prezzo.

Per il settore elettrico sono disponibili complessivamente 10.027 offerte per cui è possibile calcolare la stima della spesa annua, per il gas naturale 5.771, le offerte *dual fuel* sono 63 (Fig. 9.3).

FIG. 9.3 *Offerte presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2025, distinte per* commodity.



Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Come riportato nella Fig. 9.3, al 31 dicembre 2025, nel settore elettrico sono prevalentemente disponibili offerte a prezzo fisso, mentre in quello del gas offerte a prezzo variabile. Nel settore elettrico, tali offerte rappresentano il 50,3% delle offerte rivolte ai domestici, il 52,4% di quelle per i non domestici. Per il settore del gas naturale le offerte a prezzo variabile rappresentano il 67,0% delle offerte rivolte ai domestici, il 67,4% di quelle rivolte ai non domestici e il 69,4% delle offerte per i condomini.

Mensilmente è effettuato il monitoraggio dei prezzi delle offerte presenti nel Portale Offerte sia per il settore dell'energia elettrica che per il gas naturale.

Le rilevazioni mensili sono pubblicate, con cadenza mensile, nella sezione del sito dell'Autorità dedicata al monitoraggio *retail* (si veda https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio?tx_modellodatistatistiche_getdatistatistiche%5Baction%5D=get_datistatistiche&tx_modellodatistatistiche_getdatistatistiche%5Bcontroller%5D=StampadatistatisticheController&tx_modellodatistatistiche_getdatistatistiche%5Bslug%5D=monitoraggio-retail&cHash=6cbad4e0d51b0936909f314109d675b2).

In particolare, i grafici contenuti alle pagine afferenti alle Analisi delle offerte su Portale Offerte riportano, a partire da dicembre 2019, il numero di offerte che i clienti finali, domestici e non domestici, possono scegliere, consultando il Portale Offerte dell'Autorità, per approvvigionarsi di energia elettrica e gas naturale. Oltre ai numeri totali di offerte disponibili, è riportata la distinzione tra offerte PLACET e altre offerte del mercato libero e tra offerte a prezzo fisso e a prezzo variabile.

I grafici, inoltre, analizzano la spesa annua che un cliente avrebbe potuto sostenere scegliendo tra le offerte mensilmente disponibili nel Portale Offerte per alcuni clienti-tipo domestici e non domestici per il settore elettrico[9] e il cliente tipo domestico del settore del gas naturale[10]. In particolare, i grafici illustrano la disponibilità mensile:

- delle offerte disponibili più convenienti della maggior tutela, ove applicabile, in numero e in percentuale rispetto al totale delle offerte di mercato libero pubblicate sul Portale Offerte;
- del massimo risparmio disponibile rispetto alla spesa annua prevista per la maggior tutela, ove applicabile, in euro e in percentuale rispetto alla spesa di maggior tutela.

I dati sono distinti tra offerte a prezzo variabile e a prezzo fisso per entrambi settori.

Offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali, che è anche un presupposto per la loro partecipazione attiva al mercato, è una delle misure fondamentali rispetto all'obiettivo di addivenire a un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di approvvigionamento anche per i clienti di piccola dimensione, funzione attualmente assicurata dai servizi di tutela di energia elettrica e di gas naturale nei mercati *retail*.

In coerenza con tale quadro l'Autorità ha, quindi, promosso interventi mirati ad aumentare la consapevolezza dei clienti finali e la trasparenza delle condizioni contrattuali, al fine di consentire la più ampia partecipazione dei medesimi clienti a un mercato concorrenziale.

Con la delibera 27 luglio 2017, n. 555/2017/R/com, in particolare, l'Autorità ha introdotto, sia per il settore dell'energia elettrica sia per quello del gas naturale, la disciplina delle offerte a Prezzo libero a condizioni equiparate di tutela (di seguito: offerte PLACET), finalizzata a facilitare scelte consapevoli e informate da parte dei clienti finali di piccole dimensioni, segnatamente, attraverso il miglioramento della loro capacità di valutazione delle offerte commerciali presenti sul mercato libero; simile obiettivo è soddisfatto mediante l'individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (differenziate solo nel livello di prezzo) e segregabili da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore.

La disciplina delle offerte PLACET si applica ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi con la rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m^3).

9 Per il settore elettrico il campione dei dati pubblicati è formato dai seguenti clienti tipo:
- cliente domestico residente a Milano, con 2.700 kWh di consumo annuo e 3 kW di potenza, a partire da gennaio 2020;
- cliente non domestico connesso in BT, sito a Milano, con 4.000 kWh di consumo annuo e 6 kW di potenza, a partire da luglio 2021;
- cliente non domestico connesso in BT, sito a Milano, con 15.000 kWh di consumo annuo e 12 kW di potenza, a partire dal gennaio 2021.

10 Per il settore del gas il campione dei dati pubblicati è formato dal cliente domestico sito a Milano, con 1.400 S(m^3) di consumo annuo, uso del gas naturale per cucina, acqua calda e riscaldamento (CACR), misuratore classe < G6.

Alla data del 31 dicembre 2025 risultano presenti nel Portale Offerte 2.324 offerte PLACET come di seguito dettagliate (Tav. 9.7).

TAV. 9.7 *Numero di offerte PLACET presenti nel Portale Offerte alla data del 31 dicembre 2025, distinte per tipologia di cliente finale e per* commodity

	Commodity	Tipo cliente	Tipo offerta	N.	Sub totale per tipologia di cliente	Sub totale per tipologia di *commodity*
PLACET	EE	Domestico	Fissa	234	500	982
			Variabili	266		
		Non domestico	Fissa	231	482	
			Variabili	251		
	GAS	Domestico	Fissa	222	536	1.342
			Variabili	314		
		Non domestico	Fissa	210	448	
			Variabili	238		
		Condominio	Fissa	151	358	
		Condominio	Variabili	207		
	Totale offerte					**2.324**

Fonte: ARERA, elaborazione su dati Acquirente unico.

Portale Consumi

Portale Consumi e messa a disposizione dei dati di misura

Il Portale dei Consumi di energia elettrica e di gas naturale (cosiddetto Portale Consumi) è il sito *internet* istituzionale, disponibile all'indirizzo https://www.consumienergia.it/portaleConsumi/, che permette ai consumatori di accedere ai dati relativi alle forniture di energia elettrica e di gas naturale di cui sono titolari nonché ai dati di consumo storici (con profondità massima pari a 36 mesi) e alle principali informazioni tecniche e contrattuali. È operativo dal 1° luglio 2019, coerentemente con le tempistiche indicate dalla normativa di riferimento.

Con la delibera 25 giugno 2019, n. 270/2019/R/com, l'Autorità ha approvato il regolamento di funzionamento del Portale recante i criteri generali, i principi tecnici e il modello organizzativo, incaricandone dello sviluppo il Gestore del SII. Concepito come un progetto a più fasi attuative, il Portale Consumi è oggetto di continue evoluzioni, finalizzate sia a verificarne e migliorarne le performance sia a implementarne le specifiche. Nell'alveo di quanto tracciato dalla normativa eurounitaria e nazionale, l'Autorità ha definito i primi passaggi in merito alla

messa a disposizione dei dati di misura dei clienti alle parti terze, debitamente autorizzate dagli stessi clienti, in conformità con quanto previsto in tema di protezione dei dati personali.

Con la delibera 26 novembre 2024, n. 509/2024/R/com, l'Autorità ha definito i requisiti generali e i principi tecnici che possano permettere ai clienti finali di mettere a disposizione, con modalità sicure, i propri dati di misura alle terze parti autorizzate, come disposto dalla legge concorrenza 2022, tenendo in considerazione l'attuale modello di funzionamento del Portale Consumi, di cui sopra, nonché del parere del Garante per la protezione dei dati personali n. 695/24, come previsto dalla normativa. Pertanto, la delibera n. 509/2024/R/com ha disciplinato le condizioni e i criteri in base ai quali i clienti possono autorizzare la messa a disposizione dei propri dati di consumo ai fini del confronto di offerte comparabili e dell'erogazione di servizi connessi con l'energia, per il tramite del Portale Consumi. Tra l'altro, sono definite le tipologie di soggetti che possono essere autorizzati dai clienti all'accesso dei dati e, al contempo, sono identificati quali dati, tra quelli disponibili nel Portale Consumi, possono essere messi a disposizione nonché per quanto tempo e con quale profondità.

Al fine di assicurare la massima tutela del cliente è stato delineato un ampliamento graduale del perimetro dei soggetti che possono essere autorizzati dai clienti. Per la prima fase di attuazione, essi corrispondono alle imprese di vendita di energia elettrica o gas naturale, le società di servizi energetici certificate UNI 11352, soggetti o configurazioni disciplinate dal Testo integrato della regolazione dell'autoconsumo diffuso (TIAD) o dal Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) e le associazioni dei consumatori rappresentate nel CNCU (Consiglio nazionale consumatori e utenti) nonché le associazioni delle imprese comprese tra le Forze sociali rappresentate nel CNEL (Consiglio nazionale dell'economia e del lavoro). Per maggiori dettagli relativi alla funzionalità e ai contenuti del Portale Consumi e alle successive implementazioni già disponibili, sia dell'area privata che dell'area pubblica, si rimanda anche alle precedenti Relazioni Annuali.

In generale, il modello adottato dall'Autorità prevede che il cliente finale sia pienamente consapevole del processo di scelta della terza parte cui decide di mettere a disposizione i propri dati e che ciò avvenga esclusivamente in coerenza con le due finalità previste dalla legislazione europea e nazionale: il confronto di offerte comparabili e l'erogazione di servizi connessi con l'energia.

Il modello di accesso alle terze parti è stato implementato ed è pienamente operativo a decorrere dal mese di ottobre 2025.

Iniziative di informazione per il superamento delle tutele di prezzo

A partire dal 1° gennaio 2023, ai sensi della delibera 10 maggio 2022, n. 209/2022/R/com che modifica, tra l'altro, l'allegato A alla delibera 16 ottobre 2014, n. 501/2014/R/com (Bolletta 2.0), sia i venditori di mercato libero sia gli esercenti i servizi di tutela per le forniture di energia elettrica e gas naturale sono tenuti a riportare all'interno di ciascuna bolletta, con separata e adeguata evidenza, il seguente messaggio:

"Per scoprire se ci sono altre offerte più adatte alle tue esigenze, per conoscere meglio le tue abitudini di consumo, i tuoi consumi storici e per confrontare il tuo consumo nello stesso periodo degli anni precedenti e per ricevere informazioni o conoscere i tuoi diritti, consulta www.arera.it/consumatori."

Dal 1° luglio 2025, a seguito della nuova regolazione de "La bolletta dei clienti finali di energia" approvata con la delibera 23 luglio 2024, n. 315/2024/R/com, il contenuto del suddetto messaggio è stato aggiornato con il seguente testo: *"Per trovare le offerte del mercato libero più adatte alle tue esigenze, per conoscere meglio le tue abitudini di consumo o saperne di più sui tuoi diritti, consulta www.arera.it/consumatori."*

Inoltre, nell'ambito delle disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica, con delibera 3 agosto 2023, n. 362/2023/R/eel, come successivamente modificata e integrata, l'Autorità ha previsto, tra l'altro, che i venditori, con riferimento ai soli clienti finali domestici titolari di un contratto di energia elettrica a condizioni di mercato libero, riportino, a partire dal 1° gennaio 2025, in almeno una bolletta all'anno, un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate[11] all'interno dell'apposito spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità sulla base dei criteri definiti ai sensi dell'art. 10, comma 3, lettera b., della Bolletta 2.0 e confermati, dal 1° luglio 2025, nella nuova disciplina de "La bolletta dei clienti finali di energia" all'art. 8, comma 18.

Specifiche iniziative informative sono state approvate dall'Autorità con la delibera n. 10/2025/R/eel in occasione della definizione delle modalità per chiedere l'accesso al servizio a tutele graduali da parte dei clienti domestici vulnerabili (paragrafo 9.1.1)

Per il settore del gas naturale, la delibera 14 marzo 2023, n. 100/2023/R/com, nell'ambito delle disposizioni per la rimozione del servizio di tutela del gas naturale e la definizione delle condizioni di fornitura ai clienti vulnerabili, ha previsto, tra l'altro, che, a partire dal 1° settembre 2024, ciascun venditore riporti in almeno una bolletta all'anno dei propri clienti domestici nel mercato libero un testo definito dall'Autorità sui diritti dei clienti vulnerabili e sulle condizioni loro destinate[12], da inserire all'interno dell'apposito spazio riservato alle comunicazioni dell'Autorità, sulla base dei criteri definiti ai sensi del comma 10, comma 3, lettera b., della Bolletta 2.0 e confermati, dal 1° luglio 2025, nella nuova disciplina de "La bolletta dei clienti finali di energia" all'art. 8, comma 18.

Misure di trasparenza e di confrontabilità e adeguamento del Codice di condotta commerciale

Nell'ambito dell'attività di regolazione del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica e gas naturale, l'Autorità ha approvato negli anni diverse misure a tutela del cliente finale volte, in particolare, al rafforzamento

11 Il messaggio definito dall'Autorità è il seguente: "Se Lei è un cliente vulnerabile, come definito dalla normativa vigente, può scegliere di essere fornito nel servizio di maggior tutela, con condizioni economiche e contrattuali per la fornitura di energia elettrica stabilite da ARERA (Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente). Per verificare se ha diritto a questa tutela, consulti il sito di ARERA www.arera.it/consumatori o chiami il numero verde 800.166.654."

12 Il messaggio definito dall'Autorità è il seguente: "Se Lei è un cliente vulnerabile, come definito dalla normativa vigente, può scegliere specifiche condizioni economiche e contrattuali per la fornitura di gas definite dall'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA). Per sapere se ne ha diritto consulti il sito www.arera.it/consumatori o chiami il numero verde 800.166.654."

della trasparenza e comprensibilità delle informazioni commerciali, anche ai fini di una comparazione delle offerte in un contesto di mercato liberalizzato.

Tra tali interventi assume rilievo il Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali (di seguito: Codice di condotta commerciale) che definisce, in accordo con le previsioni del Codice del consumo[13] e delle direttive europee in materia energetica, le regole di comportamento che i venditori di energia elettrica e/o di gas naturale (compresi i loro incaricati a qualunque titolo) devono osservare nei rapporti commerciali con i clienti finali (clienti domestici e clienti non domestici di piccole dimensioni).

Con la delibera 1° ottobre 2024, n. 395/2024/R/com, l'Autorità, in esito alla consultazione 23 maggio 2024, n. 200/2024/R/com e nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 21 maggio 2024, n. 192/2024/R/com, ha approvato, con efficacia dal 1° gennaio 2025, interventi di aggiornamento ed efficientamento della regolazione precontrattuale e contrattuale di cui al Codice di condotta commerciale, finalizzati a garantire maggiore trasparenza e tutela per i clienti finali di energia elettrica e gas naturale. In generale, dette misure hanno riguardato:

- l'implementazione delle modifiche al Codice del consumo disposte dal decreto legislativo 7 marzo 2023, n. 26 e dalla legge 30 dicembre 2023, n. 214 (cd. legge concorrenza 2022);
- gli obblighi dei venditori in caso di modifiche delle condizioni contrattuali.

In particolare, relativamente all'adeguamento del Codice di condotta commerciale alle nuove disposizioni del Codice del consumo, la delibera n. 395/2024/R/com ha previsto, tra l'altro, l'obbligo in capo al venditore, nel caso di contratti conclusi fuori dai locali commerciali o a distanza, di fornire ai clienti finali domestici, se disponibili, le informazioni sui mezzi di comunicazione elettronica che consentano lo scambio di messaggi scritti su un supporto durevole, in grado di riportare data e ora della comunicazione nonché l'estensione del termine per l'esercizio del diritto di ripensamento da 14 a 30 giorni nel caso di contratti conclusi nel contesto di visite non richieste di un venditore presso l'abitazione di un cliente finale domestico oppure di escursioni organizzate da un venditore a scopo commerciale. Con riferimento, invece, alle modifiche disposte al Codice del consumo dalla legge concorrenza 2022, è stato previsto che, in caso di contratti conclusi per telefono, il cliente confermi di aver ricevuto il documento scritto contenente tutte le condizioni contrattuali, trasmesso su supporto cartaceo o su un altro supporto durevole disponibile e accessibile, ai fini della validità del consenso per la stipula del contratto.

Inoltre, la delibera n. 395/2024/R/com ha rafforzato gli obblighi dei venditori in caso di modifiche delle condizioni contrattuali (variazioni unilaterali, evoluzioni automatiche e rinnovi), prevedendo, tra l'altro, che:

- per tutte le fattispecie sopra evidenziate, le comunicazioni debbano essere fornite su supporto durevole, preventivamente accettato dal cliente, e, nel caso di variazioni unilaterali e rinnovi, debbano avere contenuto vincolato alle specifiche previsioni regolatorie nonché essere separate da comunicazioni di altra natura, quali per esempio le comunicazioni a scopi commerciali;
- in caso di invio telematico, l'intestazione delle comunicazioni di variazione contrattuale e di rinnovo debba coincidere con l'eventuale oggetto del messaggio di trasmissione;

13 Decreto legislativo 6 settembre 2005, n. 206.

- le variazioni unilaterali e i rinnovi debbano essere comunicati con un preavviso non inferiore a 3 mesi, ridotto a 1 mese solo nel caso in cui la variazione unilaterale comporti esclusivamente una riduzione dei corrispettivi previsti in contratto e determinati dal venditore;
- in caso di mancato rispetto esclusivamente dei termini di preavviso delle comunicazioni relative a variazioni unilaterali, evoluzioni automatiche e rinnovi, il venditore debba corrispondere un indennizzo automatico al cliente finale pari a 30 euro, mentre, in caso di mancato rispetto delle modalità e/o delle tempistiche di preavviso, la variazione unilaterale o il rinnovo non trovi applicazione, tranne nei casi in cui sia migliorativo per il cliente finale;
- il venditore debba inserire nelle comunicazioni di modifica delle condizioni contrattuali anche l'informazione relativa all'erogazione del citato indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dei termini di preavviso delle comunicazioni medesime.

L'obiettivo di rafforzare la trasparenza e la confrontabilità delle offerte di energia elettrica e gas naturale nel mercato libero a vantaggio dei clienti finali di piccole dimensioni è stato perseguito dall'Autorità, da ultimo, con le delibere 8 aprile 2025, n. 156/2025/R/com e 5 agosto 2025, n. 386/2025/R/com, in attuazione all'art. 5, comma 1, del decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19 (di seguito: decreto legge n. 19/25), che ha affidato all'Autorità il compito di definire le misure idonee a realizzare il richiamato obiettivo anche mediante la riduzione e semplificazione dei componenti dei corrispettivi applicabili nei contratti di fornitura nonché di stabilire modalità di trasmissione delle comunicazioni di modifica delle condizioni contrattuali semplificate e idonee a garantire la massima conoscibilità.

Allo scopo, con la delibera n. 156/2025/R/com, l'Autorità ha adottato, in via d'urgenza e con efficacia dal 1° luglio 2025, alcune misure iniziali, di natura transitoria, di attuazione dell'art. 5, comma 1, del decreto legge n. 19/15. In particolare, con la delibera n. 156/2025/R/com, l'Autorità ha modificato le modalità di rappresentazione dei corrispettivi e delle relative informazioni all'interno della sezione dei contratti di fornitura in cui sono illustrate le condizioni economiche offerte; segnatamente, a partire dal 1° luglio 2025, per tutte le offerte di energia elettrica e di gas naturale rivolte ai clienti domestici, incluse quelle in corso di validità a tale data, l'Autorità ha previsto l'obbligo per i venditori, nell'ambito delle condizioni tecnico economiche della documentazione contrattuale, di suddividere la sezione in cui sono illustrate le condizioni economiche offerte in distinte sottosezioni che riportino separatamente tutti i corrispettivi afferenti alla spesa per la vendita di energia elettrica e/o di gas naturale dalle informazioni afferenti alla spesa per la tariffa per l'uso della rete elettrica e/o di gas naturale e agli oneri generali di sistema. Con la delibera n. 156/2025/R/com, l'Autorità ha altresì stabilito che i venditori fossero tenuti a pubblicare sui propri siti *internet*, per ciascuna delle offerte in corso di validità in essi presenti e rivolte ai clienti finali domestici, nella pagina delle offerte medesime, il relativo codice offerta, la relativa documentazione contrattuale comprendente almeno la sezione delle condizioni economiche come sopra illustrata e la relativa Scheda sintetica, dandovi adeguata evidenza rispetto alle altre informazioni fornite e garantendo un chiaro e facile accesso agli utenti.

Successivamente, con la delibera n. 386/2025/R/com, in esito alla consultazione 10 giugno 2025, n. 245/2025/R/com, l'Autorità ha definito le misure per la piena attuazione delle disposizioni in materia di trasparenza e confrontabilità delle offerte nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legge n. 19/25; in particolare, gli interventi prevedono, a decorrere dal 1° aprile 2026:

- la razionalizzazione dei corrispettivi delle offerte di energia elettrica e gas naturale rivolte ai clienti domestici;
- l'introduzione di obblighi informativi relativi alla redazione dei contratti di fornitura, alla fase precontrattuale, alle comunicazioni di modifica delle condizioni contrattuali e il conseguente adeguamento del Codice di condotta commerciale;
- l'introduzione di disposizioni relative ai siti *internet* dei venditori.

In particolare, in coerenza con la finalità, individuata nel decreto legge n. 19/25, di adottare misure atte a favorire la confrontabilità delle offerte anche mediante la riduzione e semplificazione dei componenti dei corrispettivi applicabili nei contratti al dettaglio di energia elettrica e gas, con la delibera n. 386/2025/R/com, l'Autorità ha standardizzato la struttura di prezzo delle offerte di energia elettrica e gas naturale di libero mercato e rivolte ai clienti domestici, prevedendo la razionalizzazione del numero dei corrispettivi definiti dai venditori, i quali ne definiscono liberamente i valori nel rispetto della normativa eurounitaria che accorda espressamente a questi ultimi la facoltà di stabilire liberamente i prezzi di fornitura. Più nel dettaglio, è stato previsto che, per tutte le offerte destinate ai clienti domestici, i corrispettivi liberamente valorizzati dal venditore a copertura della voce di spesa per la vendita di energia elettrica e gas naturale possano essere solamente due: un unico corrispettivo in quota fissa annua, espresso in termini di €/anno e un unico corrispettivo dipendente dai consumi, espresso in termini di €/kWh o €/S(m^3); entrambi i corrispettivi possono essere differenziati sulla base di caratteristiche di prelievo del cliente finale (per esempio, per fasce orarie) o di altre caratteristiche del cliente medesimo (per esempio, lo stato di residenza anagrafica). A tali corrispettivi si aggiungono, le tariffe per l'uso della rete e gli oneri generali di sistema, come aggiornate dall'Autorità e, per le sole offerte di energia elettrica, un corrispettivo, anch'esso stabilito e aggiornato periodicamente dall'Autorità, a copertura dei costi di dispacciamento.

Con riferimento, invece, ai nuovi obblighi informativi per la redazione dei contratti di fornitura, la delibera n. 386/2025/R/com ha confermato la suddivisione della sezione del contratto in cui sono illustrate le condizioni economiche offerte in distinte sottosezioni per voci di spesa (vendita, tariffe per l'uso della rete e oneri generali di sistema), come già previsto dalla delibera n. 156/2025/R/com, alle quali si aggiungono sottosezioni specifiche afferenti alla descrizione di eventuali sconti e prodotti e/o servizi aggiuntivi, nonché una sottosezione contenente il collegamento ipertestuale, eventualmente anche sotto forma di codice QR, che rimanda alla pagina del sito istituzionale dell'Autorità, recante i valori vigenti dei corrispettivi regolati. Con riferimento specifico alla sottosezione relativa alla voce di spesa per la vendita, la delibera n. 386/2025/R/com ha previsto che, nel caso di offerte rivolte ai clienti finali domestici, siano rappresentati in formato tabellare e standardizzato i corrispettivi in quota annua e quelli dipendenti dal consumo definiti dal venditore (inclusi i corrispettivi successivi al primo periodo di validità delle condizioni economiche, se già definiti nel contratto), in modo che il cliente finale possa reperirli facilmente nella documentazione contrattuale, utilizzandoli anche per la comparazione tra le offerte. Ogni ulteriore informazione di dettaglio relativa ai corrispettivi definiti dal venditore deve essere inserita sempre nella sottosezione relativa alla voce di spesa per la vendita, ma al di fuori della tabella dei corrispettivi.

Quanto ai nuovi obblighi informativi relativi alla fase precontrattuale, la delibera in argomento ha previsto l'obbligo di riportare nella Scheda sintetica per le offerte rivolte ai clienti domestici la tabella dei corrispettivi definiti dal venditore, in sostituzione degli indicatori sintetici di prezzo (mantenuti per i clienti non domestici) nonché, nella sezione relativa al prezzo, la durata in mesi del prezzo fisso e le modalità di applicazione del prezzo per

l'intera durata delle condizioni economiche nel caso di offerte per le quali non sia pubblicata la stima della spesa annua sul Portale Offerte; inoltre, per gli altri corrispettivi i venditori devono riportare nella Scheda sintetica il collegamento ipertestuale che rimanda alla pagina del sito istituzionale dell'Autorità contenente i valori vigenti dei corrispettivi regolati, in luogo delle informazioni di dettaglio sugli stessi, in un'ottica di semplificazione della documentazione precontrattuale.

Relativamente agli obblighi per le comunicazioni di modifica delle condizioni contrattuali, è stato disposto, tra l'altro, che il venditore debba avvisare i clienti finali destinatari delle comunicazioni di variazione unilaterale delle condizioni contrattuali o di rinnovo con modifica delle condizioni economiche dell'avvenuto invio delle comunicazioni stesse, utilizzando i recapiti forniti dal cliente finale (quali, per esempio, il numero di cellulare, indirizzo e-mail o app) e con una tempistica tale da garantire la ricezione dell'avviso prima della decorrenza della modifica delle condizioni contrattuali.

Infine, con la delibera n. 386/2025/R/com, l'Autorità ha altresì introdotto l'obbligo per i venditori di pubblicare sui propri siti *internet* tutte le offerte in corso di validità disponibili sul Portale Offerte e confermato le disposizioni relative ai siti *internet* dei venditori di cui alla delibera n. 156/2025/R/com sopra illustrate.

La bolletta dei clienti finali di energia

Con la delibera 7 novembre 2023, n. 516/2023/R/com, è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di regolazione della allora vigente Bolletta 2.0, anche sottoposto all'applicazione dell'analisi di impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti più rilevanti. In esito a tale procedimento – nonché a seguito di incontri informativi con le associazioni rappresentative dei consumatori domestici e dei consumatori non domestici, un tavolo tecnico, anche con la partecipazione delle associazioni rappresentative degli operatori, e più fasi di consultazione – l'Autorità ha approvato la nuova disciplina della bolletta dei clienti finali di energia con la delibera 23 luglio 2024, n. 315/2024/R/com, di cui si è già dato conto nella precedente *Relazione Annuale*.

In particolare, con tale provvedimento è stata disposta una struttura articolata nei due seguenti documenti regolatori, con applicazione a partire dal 1° luglio 2025 per i clienti del servizio elettrico alimentati in bassa tensione e ai clienti del servizio di gas naturale domestici, condomini a uso domestico, attività di servizio pubblico e altri usi con consumi annui fino a 200.000 S(m^3):

- la c.d. Bolletta sintetica, contenente:
  - il Frontespizio Unificato, inteso come prima pagina universale della bolletta di tutti i clienti finali, che comprende un insieme circoscritto di informazioni-chiave tra cui: i dati identificativi del cliente finale, i dati relativi alla fatturazione e al pagamento, l'importo totale da pagare, le informazioni relative ai recapiti telefonici per il servizio guasti elettrici o il servizio di pronto intervento gas, nonché un apposito spazio informativo per il venditore, definite dall'Autorità;
  - lo Scontrino dell'energia, uno schema semplice e comprensibile in sostituzione della vigente classificazione in voci di spesa "per destinazione", che espone gli importi fatturati secondo la logica quantità per prezzo (o "prezzo medio");

    - il Box dedicato all'offerta, contenente le informazioni funzionali a rendere intellegibili le caratteristiche e l'applicazione dell'offerta sottoscritta;
    - gli Elementi informativi essenziali con informazioni organizzate in "riquadri contenitori" denominati in modo unitario e riconoscibile;
- i c.d. Elementi di dettaglio, immutati rispetto alla precedente disciplina della Bolletta 2.0.

Gli obiettivi principali che si è inteso raggiungere con tale nuova struttura sono i seguenti:

- semplicità: porre in risalto le informazioni essenziali al fine di incrementare la leggibilità della bolletta, almeno a un primo livello non disaggregato;
- comprensibilità: fornire tutti gli elementi per facilitare il riscontro degli importi fatturati e del prezzo pagato nel quadro dell'applicazione delle condizioni contrattuali sottoscritte;
- uniformità: garantire maggiore armonizzazione della reperibilità delle informazioni disponibili nelle bollette emesse dai diversi operatori, specie per quanto riguarda la prima pagina della bolletta, cioè il Frontespizio.

Successivamente, anche a seguito di un nuovo tavolo tecnico convocato con le associazioni rappresentative degli operatori di vendita al fine di fornire alcuni chiarimenti e indicazioni operative funzionali ad assicurare la corretta e omogenea implementazione della nuova disciplina, l'Autorità ha ritenuto opportuno apportare alcune integrazioni e chiarimenti della nuova disciplina. Tali interventi sono stati adottati d'urgenza con la delibera 21 gennaio 2025, n. 12/2025/R/com, senza procedere a preventiva consultazione data la necessità di assicurare agli operatori interessati un tempo adeguato per intervenire sui propri sistemi di fatturazione nei tempi utili al rispetto dei termini fissati per l'entrata in operatività della nuova disciplina (1° luglio 2025), con particolare riferimento a:

- i servizi aggiuntivi, le cui informazioni dovrebbero poter essere indicate dopo il totale della bolletta;
- il Box dell'offerta, con l'inserimento di due ulteriori righe nell'apposito box per descrivere con maggiore dettaglio la formazione della spesa per l'offerta sottoscritta;
- i documenti destinati ai clienti c.d. multi-sito, per i quali è stato chiesto di modificare il *lay-out* del documento regolatorio al fine di razionalizzare e ottimizzare la collocazione delle informazioni relative ai singoli POD/PDR, nonché le informazioni di dettaglio indicate all'interno dello Scontrino dell'energia.

Con la delibera 25 febbraio 2025, n. 64/2025/R/com, gli interventi di modifica urgente di cui sopra sono stati confermati, introducendo altresì ulteriori disposizioni speciali con riferimento ai clienti multisito; ciò in particolare prevedendo la facoltà, esercitabile su esplicita richiesta da parte dei clienti finali non domestici e multisito, di richiedere una bolletta sintetica che non include lo Scontrino dell'energia per tutti i punti di prelievo e/o riconsegna. Inoltre, è stato disposto in merito alla gestione delle offerte a rata di consumo costante che sia necessario mantenere fermo il principio stabilito della nuova regolazione per il quale lo scontrino deve essere espressione dei consumi effettivi del cliente finale, prevedendo l'utilizzo dell'apposita riga "importi collegati all'offerta" per evidenziare al cliente finale l'eventuale differenza tra il consumo costante del periodo stabilito in sede contrattuale e il consumo effettivo del periodo oggetto di fatturazione e la conseguente differenza economica che si genera.

Inoltre, con il documento per la consultazione 25 marzo 2025, n. 118/2025/R/com, l'Autorità ha posto in consultazione il modello di Glossario della bolletta dei clienti finali dell'energia con la terminologia e le principali voci utilizzate nella bolletta sintetica e nel documento degli elementi di dettaglio, da intendere, peraltro, come unico strumento di ulteriore trasparenza previsto dalla nuova disciplina al fine di sostituire integralmente il precedente Glossario della Bolletta 2.0 e la relativa Guida alla lettura.

Il nuovo Glossario della bolletta dei clienti finali dell'energia, approvato con la delibera 13 maggio 2025, n. 204/2025/R/com, reca quindi l'aggiornamento alla luce della nuova disciplina delle definizioni dei principali termini utilizzati nelle forniture di energia elettrica e di gas naturale cui i venditori devono tenersi e rappresenta uno strumento complementare alla bolletta sintetica e di supporto nella comprensione della terminologia ivi utilizzata. Contestualmente è stato tenuto conto dell'esigenza di semplificare il dettaglio delle voci contenute nel Glossario, al fine di aumentare la sua leggibilità ed effettiva fruibilità da parte del cliente finale, sia prevedendo l'obbligo in capo al venditore di completare il Glossario con il dettaglio delle specifiche componenti e/o corrispettivi che concorrono alla formazione della "spesa per la vendita di energia elettrica/gas naturale" sia permettendo la possibilità di raggruppare le offerte per "famiglia" o per "gruppo" qualora nel proprio portafoglio di offerte vi siano più offerte con caratteristiche assimilabili, anche lasciando facoltà al venditore di scegliere le modalità di completamento o di implementare eventuali ulteriori modalità innovative di informazione.

Da ultimo – alla luce del fatto che il decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19, convertito con modificazioni dalla legge 24 aprile 2025, n. 60 (c.d. decreto legge bollette), ha disposto che il servizio di vulnerabilità sia operativo a una data non anteriore alla conclusione del servizio a tutele graduali di cui alla legge n. 124/17, ossia il 31 marzo 2027, e di conseguenza anche il servizio di maggior tutela per i clienti domestici vulnerabili è stato prorogato fino a quella data – l'Autorità, con la delibera 27 maggio 2025, n. 223/2025/R/com, ha inteso prorogare oltre al 1° luglio 2025 la previgente regolazione della Bolletta 2.0, compreso il relativo Glossario, per il servizio di maggior tutela al fine di garantire un quadro regolatorio chiaro in tema di trasparenza dei documenti di fatturazione per i clienti finali e per gli esercenti interessati.

L'assicurazione a favore dei clienti finali del servizio gas

I clienti finali connessi con le reti di distribuzione locale di gas o alle reti di trasporto usufruiscono di una copertura assicurativa contro i rischi (infortuni, incendio e responsabilità civile verso terzi) derivanti dall'uso del gas a valle del punto di riconsegna (PdR)[14]. L'assicurazione è disciplinata dal 2004 dall'Autorità, che ne ha affidato la gestione, in qualità di contraente per conto dei clienti finali assicurati, al Comitato italiano gas (CIG). Nel corso del 2025 ha operato, per il primo anno, l'ottava polizza assicurativa, relativa al quadriennio 2025-2028, disciplinata dalla delibera 19 marzo 2024, n. 85/2024/R/gas.

14 L'assicurazione copre tutti i PdR relativi alle utenze domestiche e ai condomini con uso domestico, come definiti dal testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane (TIVG), e i PdR relativi ad attività di servizio pubblico e a utenze per usi diversi, come definiti dal medesimo TIVG, dotati di misuratori di classe non superiore a G25. Sono esclusi i PdR di gas naturale con utilizzo del gas per autotrazione.

I costi dell'assicurazione sono coperti mediante un apposito corrispettivo, pari a 0,45 euro/anno per PdR assicurato, applicato in bolletta una volta l'anno ai titolari di PdR assicurati. Questo valore può essere aggiornato dall'Autorità con cadenza annuale, in relazione alle disponibilità del Conto assicurazione gestito dalla Cassa per i servizi energetici e ambientali e alle relative esigenze di gettito.

Dal 1° ottobre 2004, data di attivazione della prima polizza assicurativa, al 31 dicembre 2025, sono stati complessivamente pagati oltre 60,2 milioni di euro a titolo di risarcimento o indennizzo a fronte di 2.372 pratiche di sinistro attivate, mentre, al termine del 2025, risultavano posti a riserva oltre 24 milioni di euro a copertura delle 266 pratiche di sinistro ancora aperte.

Nel corso del 2025, il CIG ha ricevuto 40 denunce di sinistro, che hanno comportato l'attivazione di 109 pratiche da parte dell'impresa assicuratrice. Il verificarsi di alcuni sinistri rilevanti nel corso del 2025 ha portato il valore delle riserve che risultavano accantonate a fine anno a oltre 8,4 milioni di euro, afferenti per il 43% alla sezione infortuni, per il 31% alla sezione responsabilità civile verso terzi e per il restante 26% alla sezione incendio.

L'elenco dei venditori di energia elettrica

Come dettagliato nelle precedenti Relazioni Annuali, con il decreto del Ministro della transizione ecologica 25 agosto 2022 è stato adottato il *"regolamento recante criteri, modalità e requisiti per l'iscrizione nell'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica"* (di seguito: regolamento EVE), tenendo conto dei criteri, delle modalità e dei requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione proposti dall'Autorità al Ministro allora competente, con il provvedimento 16 novembre 2017, n. 762/2017/I/eel, come previsto dalla legge 4 agosto 2017, n. 124.

Nelle precedenti Relazioni annuali è già stato dato conto dei provvedimenti adottati dall'Autorità per gli aspetti di propria competenza al fine di consentire il completo dispiegamento dell'operatività del regolamento EVE; in questa sede si richiama brevemente che:

- con la delibera 15 novembre 2022, n. 585/2022/R/eel, sono stati previsti il primo popolamento dell'EVE e l'iscrizione provvisoria delle imprese di vendita dell'energia elettrica accreditate in qualità di controparti commerciali nel SII alla data di entrata in vigore del regolamento;
- con la delibera 25 luglio 2023, n. 339/2023/R/eel, sono state definite le procedure per garantire le comunicazioni ai soggetti interessati e consentire agli uffici del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica (che nel frattempo ne ha assunto le competenze) le successive verifiche che si rendessero necessarie ai fini della permanenza dei venditori nell'EVE.

Più in particolare, per quanto riguarda le procedure in merito alle irregolarità degli indicatori di natura finanziaria, l'Autorità ha disposto le modalità e le tempistiche con cui:

- le imprese distributrici sono tenute a trasmettere al SII l'elenco dei venditori o degli utenti del trasporto di cui questi si servono, per i quali si siano verificati, ai sensi del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto

dell'energia elettrica (CTTE), due o più ritardi di pagamento, in relazione alle fatture di ciclo e rettifica con scadenza di pagamento nel semestre precedente;

- Terna è tenuta a trasmettere al SII l'elenco dei venditori o degli utenti del dispacciamento di cui questi si servono, per i quali risulta che l'indice I0 ai sensi del regolamento del sistema delle garanzie (Allegato A.61), calcolato mensilmente con riferimento alle fatture scadute nei sei mesi precedenti, risulti pari a 1;
- il Gestore del SII verifica che le segnalazioni di cui sopra siano rilevanti ai fini della permanenza nell'EVE e, nel caso, comunica tale risultanza al Ministero, anche segnalando nel caso ciò si sia verificato anche nel precedente periodo di riferimento e quindi siano maturate le cause di esclusione dall'Elenco, ai fini dell'avvio del procedimento da parte dello stesso Ministero;
- il Gestore del SII comunica al Ministero qualora un venditore non sia stato parte dei contratti di fornitura di energia elettrica nell'ultimo anno.

Nel corso del 2025 quindi è continuata l'operatività tracciata dal regolamento EVE e già avviata nell'anno precedente e si sono susseguiti i procedimenti di esclusione o cancellazione in capo al Ministero, in conseguenza delle comunicazioni in merito alle mancate regolarità dei pagamenti o all'assenza prolungata di clienti finali serviti previste dal decreto.

L'elenco dei venditori di gas naturale

Come riportato nella precedente *Relazione Annuale*, la legge 30 dicembre 2023, n. 214, ha, altresì, modificato le disposizioni dell'art. 17 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, in materia di disposizioni per la promozione della concorrenza nel settore del gas naturale con riferimento all'Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale a clienti finali (di seguito anche: EVG) operativo presso il Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica ai sensi del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2011 (di seguito: decreto ministeriale 29 dicembre 2011).

Per effetto delle modifiche introdotte è stato demandato all'Autorità di proporre al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, le condizioni, i criteri, le modalità e i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti iscritti nell'EVG. Con tali modifiche si è inteso uniformare, per quanto possibile, le condizioni per l'esercizio dell'attività di vendita del gas naturale a quelle già in vigore per l'energia elettrica, ricordate al paragrafo precedente della presente *Relazione Annuale*, mutuandone lo spirito e l'impostazione e tenendo conto delle specificità del settore.

L'Autorità ha quindi reso la propria proposta al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 23 aprile 2024, 157/2024/R/gas, recante condizioni, criteri, modalità e requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione, la permanenza e l'esclusione dei soggetti iscritti nell'EVG. Con il medesimo provvedimento ha al contempo indicato quali aspetti previsti dal decreto ministeriale 29 dicembre 2011 fossero ancora del tutto rispondenti alle originarie finalità o coerenti con l'attuale assetto del settore del gas naturale e quali invece oggetto di proposta di sostituzione o di superamento.

Sulla base della proposta resa da parte dell'Autorità, con il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 19 maggio 2025 è stato promulgato il regolamento recante condizioni, criteri, modalità e requisiti

tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione nell'EVG ai clienti finali, relativo anche alla vendita di GNL attraverso autocisterne e di gas naturale a mezzo di carri bombolai nonché di biogas (di seguito: regolamento EVG). Esso prevede, tra l'altro, che:

- l'iscrizione e la permanenza nell'elenco costituiscano titolo abilitativo per lo svolgimento delle attività di vendita nel mercato al dettaglio del gas naturale per le imprese che sono dirette controparti commerciali dei clienti finali nell'ambito dei contratti di fornitura e svolgono la propria attività sia per il tramite di una rete di distribuzione connessa con la rete nazionale dei gasdotti che direttamente per connessione con la rete nazionale dei gasdotti o tramite reti isolate;
- per quanto riguarda i requisiti tecnici, le imprese debbano avere le medesime forme societarie previste dal regolamento EVE e indicare l'attività di vendita di gas naturale nell'oggetto sociale indicato nell'atto costitutivo o nello statuto depositato presso il registro delle imprese;
- per quanto riguarda i requisiti di onorabilità, siano necessarie – analogamente a quanto previsto per il settore elettrico – le condizioni di assenza dello stato di fallimento o di liquidazione coatta o di concordato preventivo e di onorabilità *stricto sensu* delle persone fisiche che assumono un ruolo rilevante nelle imprese di vendita, a valere per le imprese del gruppo che svolgono attività di direzione e coordinamento nei confronti dell'impresa di vendita e per tutte le imprese di vendita appartenenti al medesimo gruppo;
- per quanto riguarda i requisiti finanziari, sussistano:
  - la condizione per cui il capitale sociale versato delle imprese di vendita sia pari ad almeno 100.000 euro come per il regolamento EVE;
  - ulteriori quattro condizioni finalizzate a misurare la capacità delle imprese di vendita – anche per il tramite degli utenti della distribuzione e del bilanciamento di cui esse si servono – di approvvigionarsi dei servizi di filiera evitando socializzazioni a carico del sistema. Tali condizioni riguardano la ripetizione in un periodo di tempo definito (12 o 24 mesi, a seconda dei casi) dell'attivazione del servizio di *default* trasporto a seguito di risoluzione del contratto di trasporto per inadempimento nell'ambito del servizio di bilanciamento, dell'attivazione dei servizi di ultima istanza per i punti serviti in *default* trasporto in caso di inadempimento delle obbligazioni di pagamento dello stesso servizio, dell'attivazione dei servizi di ultima istanza nei casi di perdurante inadempimento di una fattura del *default* trasporto e dell'attivazione dei servizi di ultima istanza per la risoluzione del contratto di distribuzione a seguito di inadempimento nei confronti del distributore;
- vi siano procedure per l'iscrizione, la permanenza o la cancellazione delle imprese di vendita nell'EVG analoghe a quelle previste per il settore dell'energia elettrica.

Il regolamento EVG prevede altresì che il Gestore del SII comunichi al Ministero e all'Autorità l'elenco delle imprese di vendita per cui si verifichi almeno una delle seguenti condizioni:

- non rispettino uno dei quattro requisiti di natura finanziaria di cui sopra ovvero sia stata necessaria l'attivazione del servizio di *default* trasporto o dei servizi di ultima istanza per più volte in 12 o 24 mesi a causa delle inadempienze nei pagamenti sopra elencate;
- non abbiano servito almeno un cliente finale nell'anno di riferimento.

Contestualmente il regolamento EVG demanda all'Autorità di adottare entro sei mesi dalla data di entrata in vigore un provvedimento in merito alle specifiche procedure finalizzate a garantire tali comunicazioni.

Allo scopo, in esito al documento per la consultazione 21 ottobre 2025, n. 460/2025/R/gas, è stato adottato il provvedimento 23 dicembre 2025, n. 576/2025/R/gas, con cui si garantiscono le comunicazioni previste dal regolamento, tenuto conto che la regolazione e le Specifiche tecniche del processo di *switching gas* già consentono al Gestore del SII di effettuare i riscontri previsti dal decreto per alcuni requisiti finanziari (in particolare: l'avvenuta attivazione del servizio di *default* trasporto e l'attivazione dei servizi di ultima istanza gas) per i motivi indicati dallo stesso decreto, integrando i soli altri obblighi informativi necessari e non ancora disciplinati. In particolare, con il provvedimento si è inteso:

- definire le modalità e le tempistiche delle comunicazioni da parte del Gestore del SII al Ministero e all'Autorità, come previste dal decreto, in particolare prevedendo che esse avvengano entro dieci giorni a decorrere dalla data di comunicazione dei servizi che comportano le condizioni di non regolarità ed entro il giorno 5 di ciascun mese nei casi di imprese di vendita che non hanno servito alcun cliente finale nei dodici mesi precedenti;
- garantire maggiori informazioni ai soggetti interessati in merito alla perdita dei requisiti finanziari preliminarmente alle verifiche oggetto del regolamento EVG, completando il novero delle comunicazioni dirette alle imprese di vendita nei casi di attivazione del servizio di *default* trasporto a causa della risoluzione per inadempimento dei contratti di trasporto da parte dell'utente del bilanciamento (comunicazione attualmente prevista solo nei confronti degli utenti della distribuzione), prevedendo l'estensione della relativa notifica da parte del SII nei confronti delle medesime imprese di vendita;
- prevedere l'introduzione tra le causali di attivazione dei servizi di ultima istanza di una causale specifica che dia evidenza dell'attivazione per avvenuta esclusione dall'Elenco.

Tenuto conto dei tempi necessari per l'adeguamento sopra descritto delle Specifiche tecniche da parte del Gestore del SII, è stato altresì previsto che le verifiche relative ai requisiti finanziari e all'assenza prolungata dei clienti serviti siano riferite all'operatività delle imprese a decorrere dal mese di luglio 2026.

Regolazione del mercato elettrico e del gas

Morosità e disciplina del sistema indennitario

La disciplina del sistema indennitario è stata inizialmente introdotta per il settore elettrico con la delibera 11 dicembre 2009, n. ARG/elt 191/09, ed è stata successivamente sostituita dal Testo integrato del sistema indennitario (di seguito: TISIND), approvato con la delibera 3 agosto 2017, n. 593/2017/R/com, in vigore per entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Persegue la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi quattro mesi precedenti la data di *switching* del cliente finale moroso (per maggiori dettagli si rinvia alla *Relazione Annuale* 2015). Tale indennizzo, pari, al massimo, alla stima della spesa di quattro mesi di erogazione della fornitura, è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo

C^{MOR}. Ai sensi della delibera 26 luglio 2018, n. 406/2018/R/com, la suddetta disciplina a regime del sistema indennitario, basata sulla piena implementazione dei relativi processi all'interno del SII, è entrata in vigore a partire dal 1° dicembre 2018 con riferimento al settore elettrico e a partire dal 1° giugno 2019 con riferimento al settore del gas naturale.

Nel settore elettrico, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel luglio 2011 a dicembre 2025 gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso circa 2,85 milioni di richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 1.182,4 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 1.363,4 milioni di euro.

Nel settore del gas, dall'entrata in operatività del sistema indennitario nel giugno 2019 a dicembre 2025 gli esercenti la vendita uscenti hanno correttamente emesso circa 838.800 richieste di indennizzo per corrispettivi C^{MOR} totali di 309,7 milioni di euro a fronte di crediti insoluti di circa 341,0 milioni di euro.

Nel corso del 2025 gli esercenti la vendita hanno ottenuto indennizzi in media al mese per 18,1 milioni di euro nel settore elettrico e 7,2 nel settore del gas.

TAV. 9.8 *Incidenza, sul totale dei C^{MOR} applicati, dei clienti che in seguito a ripetuti* switching *hanno indotto più esercenti a richiedere l'indennizzo*

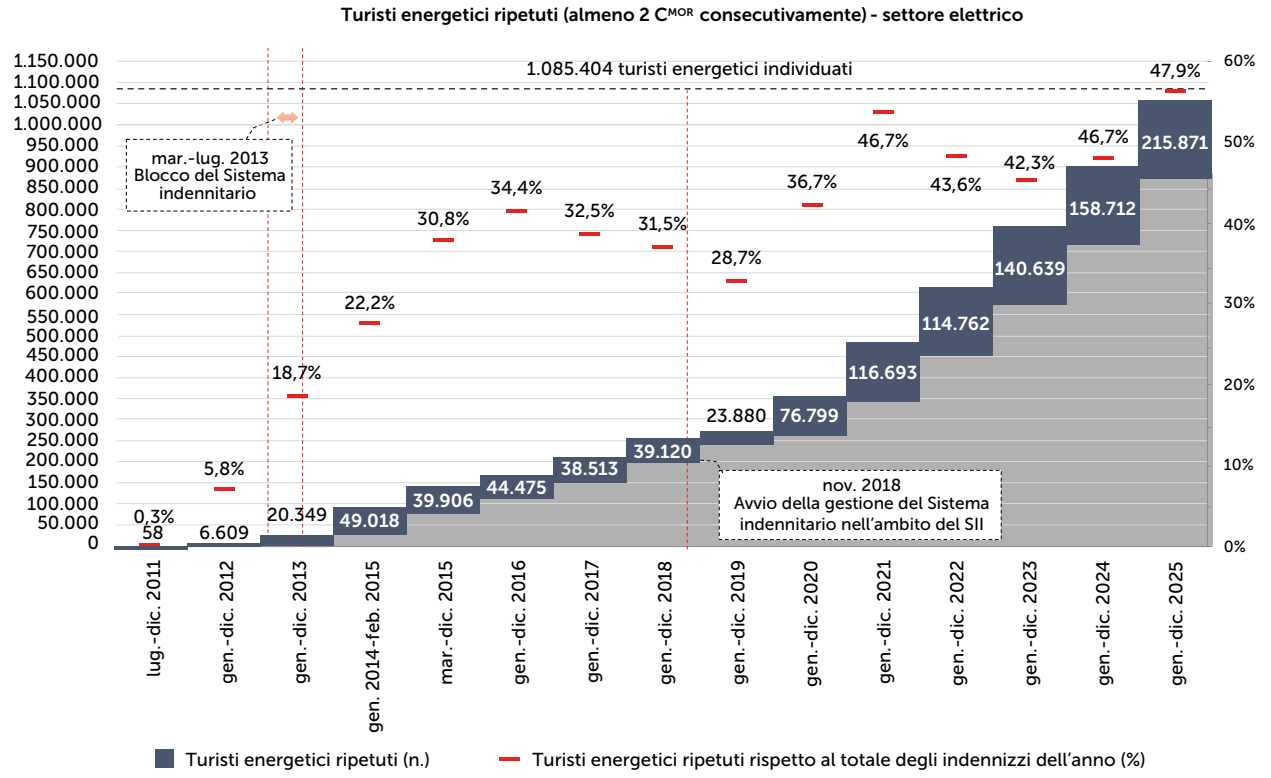
Settore elettrico	lug.-dic. '11 (B)	gen.-dic. '12 (B)	gen.-dic. '13 (B), (C)	gen. '14 - feb. '15 (B)	mar. - dic. '15	gen. - dic. '16	gen. - dic. '17	gen. - dic. '18	gen. - dic. '19	gen. - dic. '20	gen. - dic. '21	gen. - dic. '22	gen. - dic. '23	gen. - dic. '24	gen. - dic. '25
Nel periodo analizzato	0,3%	5,8%	18,7%(A)	22,2%	30,8%	34,4%	32,5%	31,5%	28,7%	36,7%	46,7%	43,6%	42,3%	46,7%	47,9%
Cumulate	0,3%	4,9%	11,0%	15,6%	19,2%	22,1%	23,7%	24,7%	25,1%	27,1%	30,4%	32,4%	34,0%	35,8%	37,7%
Settore del gas	**giu.-dic. '19 (E)**									**gen. - dic. '20**	**gen. - dic. '21**	**gen. - dic. '22**	**gen. - dic. '23**	**gen. - dic. '24**	**gen. - dic. '25**
Nel periodo analizzato	3,6%									29,0%	39,6%	39,1%	39,6%	42,7%	49,3%
Cumulate	3,6%									19,3%	27,9%	31,2%	33,0%	35,2%	38,4%

(A) Dati nel periodo marzo-dicembre 2013 al netto delle richieste di indennizzo relative a punti di prelievo il cui titolare ha effettuato una voltura in seguito alla prima richiesta di indennizzo in modo da non essere più rintracciato. Fenomeno invece incluso negli altri trimestri. Tale differenza, tuttavia, non inficia l'andamento della serie storica in quanto ha un peso poco rilevante rispetto al totale delle richieste di indennizzo del trimestre (la cui media dei mesi precedenti è pari allo 0,1%).
(B) Dati al lordo delle richieste di indennizzo in seguito annullate per errore, a febbraio 2015. Tale fenomeno, tuttavia, non inficia l'andamento della serie storica in quanto del tutto trascurabile rispetto al totale delle richieste di indennizzo.
(C) Sistema non operativo nel periodo marzo-luglio 2013.
(D) A novembre 2018 è stata avviata la gestione del Sistema indennitario nell'ambito del SII ai sensi della delibera n. 406/2018/R/com.
(E) Il Sistema indennitario entra in operatività nel settore del gas a giugno 2019.
Fonte: Elaborazione dell'Autorità su dati provenienti dal Sistema informativo integrato.

Nonostante il lungo periodo intercorso tra la data di *switching* e l'applicazione del corrispettivo C^{MOR} da parte dell'esercente la vendita entrante al cliente finale inadempiente (periodo compreso tra i 7 e i 19 mesi, durante il quale gli esercenti la vendita uscenti avrebbero dovuto incassare i propri crediti dai clienti finali tramite i canali standard di riscossione), dall'entrata in operatività del sistema indennitario in ciascun settore gli esercenti la vendita sono riusciti a ridurre gli oneri del mancato pagamento relativi ai crediti per cui hanno presentato richiesta di indennizzo dell'87% nel settore elettrico e del 91% nel settore del gas.

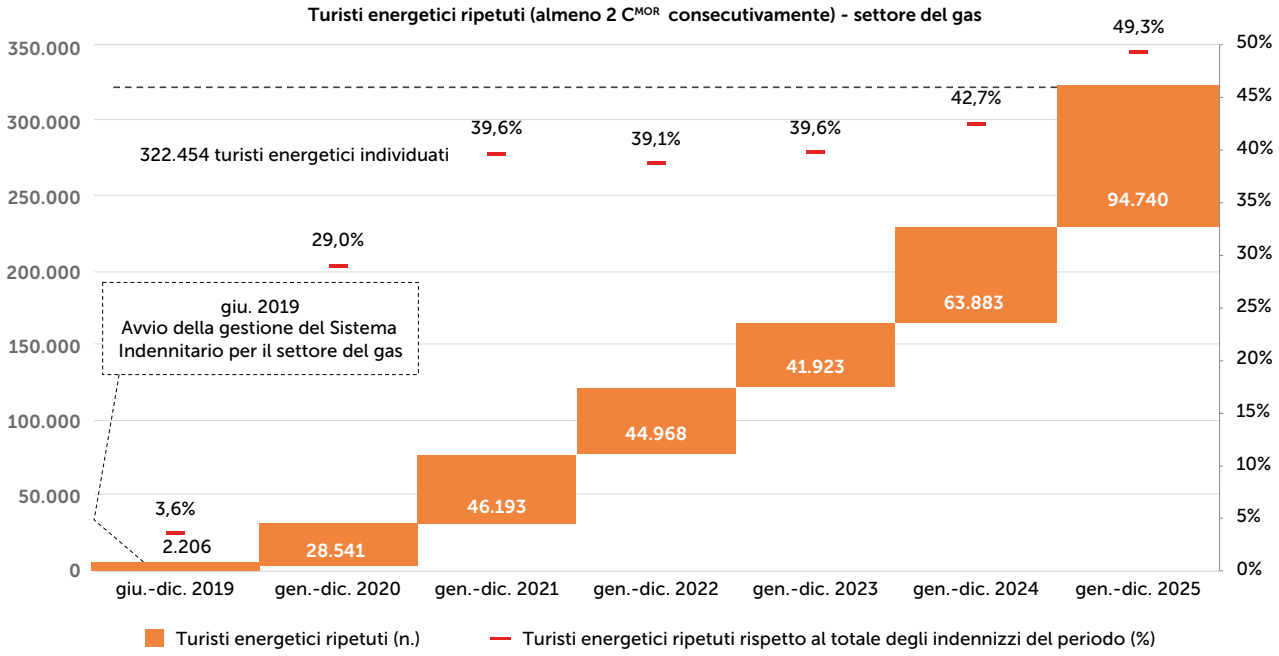
Le attività di monitoraggio del gestore hanno anche avuto a oggetto il comportamento dei clienti che utilizzano ripetutamente lo *switching*, al fine di non pagare le fatture relative agli ultimi mesi della fornitura. I risultati di tali analisi sono evidenziati nella tavola e nel grafico seguenti.

FIG. 9.4 *Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore elettrico*



Fonte: Elaborazione su dati Acquirente unico.

FIG. 9.5 *Monitoraggio del comportamento dei clienti finali tramite il sistema indennitario nel settore del gas*



Fonte: Elaborazione su dati Acquirente unico.

L'analisi degli indennizzi riconosciuti mostra come nel 2025 le richieste di indennizzo relative a clienti finali che già ne avevano ricevute rappresentino nel settore elettrico il 47,9% dei nuovi indennizzi riconosciuti nello stesso periodo. Nel settore del gas, tale percentuale per il 2025 è pari al 49,3%; il valore più alto dall'entrata in operatività del sistema indennitario. Il gestore del sistema indennitario, su richiesta e in coordinamento con l'Autorità, continua a realizzare delle attività periodiche di verifica e controllo, sia a tappeto sia a campione, volte a monitorare costantemente il corretto funzionamento del sistema e a verificare la corretta applicazione della relativa disciplina e a individuare aree di miglioramento del suo funzionamento.

Riforma *switching* in 24h nel settore elettrico

Con il documento per la consultazione n. 117/2025/R/eel, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti finali per una riforma organica del processo di cambio fornitore nel settore elettrico, con l'obiettivo di introdurre uno switching effettuabile nell'arco di 24 ore lavorative, in attuazione delle previsioni del decreto legislativo n. 210/21 e in linea con il quadro regolatorio europeo finalizzato a favorire una maggiore dinamicità del mercato *retail* dell'energia. Una drastica riduzione delle tempistiche di cambio fornitore rappresenta un incentivo determinante affinché i clienti finali possano confrontare più facilmente le offerte presenti sul mercato, valutare opportunità economiche più vantaggiose e cambiare fornitore senza ostacoli procedurali, contribuendo così a incrementare la concorrenza e la trasparenza complessiva del settore. Nel documento, viene sottolineata inoltre la necessità di una revisione sistematica del servizio di *pre-check*, uno strumento fondamentale per assicurare che le informazioni anagrafiche, contrattuali e tecniche relative al punto di prelievo siano corrette, aggiornate e prive di elementi che possano portare al rigetto o all'annullamento dello switch.

La riforma delineata nel documento n. 117/25 non si limita a un mero aggiornamento tecnico delle procedure, ma si inserisce in una visione più ampia di miglioramento dell'efficienza dei meccanismi di mercato, di rafforzamento dei diritti dei clienti finali e di modernizzazione del sistema informativo nazionale, rendendo l'intero processo di switching più rapido, affidabile e trasparente. Nel suo complesso, la riforma rappresenta un passaggio cruciale verso un modello di mercato elettrico maggiormente competitivo, nel quale la qualità dei dati, la standardizzazione delle procedure e la riduzione dei tempi operativi diventano elementi essenziali per garantire un'esperienza più semplice e vicina alle aspettative del cliente.

Voltura con *switching* nel settore gas

Con l'obiettivo di promuovere il buon funzionamento e la partecipazione attiva nei mercati *retail* dell'energia, e di favorire la piena libertà di scelta del cliente in un momento importante della gestione della fornitura quale la voltura contrattuale, la delibera n. 323/2025/R/com completa e aggiorna la regolazione del processo di voltura nel settore gas, allineandola alle evoluzioni già attuate nel settore elettrico. Il provvedimento definisce innanzitutto le disposizioni necessarie affinché un cliente finale possa acquisire un punto di riconsegna attivo scegliendo liberamente la controparte commerciale già nella fase di voltura, superando l'obbligo precedente che imponeva di rivolgersi prima al fornitore uscente e solo successivamente, se desiderato, effettuare il cambio fornitore. Grazie a questa riforma, la voltura con switching semplifica significativamente la gestione contrattuale sia per i clienti domestici sia per i non domestici. La delibera n. 323/25 interviene inoltre sul servizio di *pre-check* gas, ar-

ricchendo il set informativo per il settore gas con ulteriori dati tecnici, così da dare evidenza di eventuali anomalie rispetto ai dati acquisiti in fase di stipula contrattuale. La delibera disciplina anche la gestione delle richieste di voltura errate inviate al SII nei settori elettrico e gas, definendo procedure standard per correggere tempestivamente errori e allineare i dati anagrafici e tecnici.

Disciplina del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale in tema di garanzie e pagamenti

Con la delibera n. 465/2017/R/gas l'Autorità aveva avviato un procedimento, successivamente rinnovato con la delibera n. 249/2023/R/gas, volto ad aggiornare la disciplina che regola le condizioni di accesso e di erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale, finalizzato, tra l'altro, alla standardizzazione dei contenuti dei documenti regolatori correlati alle fatture di distribuzione, alla definizione della disciplina delle modalità di fatturazione e delle garanzie ammesse, nonché del loro dimensionamento e della relativa gestione degli inadempimenti.

Al riguardo, con riferimento al tema della disciplina delle garanzie e dei pagamenti nell'ambito del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale – CRDG, con il documento per la consultazione 25 luglio 2023, n. 341/2023/R/gas, l'Autorità aveva presentato i primi orientamenti relativi all'introduzione di una procedura standardizzata per la gestione delle garanzie, all'ampliamento del novero delle garanzie ammissibili, alla quantificazione della garanzia finanziaria, all'adeguamento tempestivo della garanzia a seguito di un aumento rilevante dei punti serviti, alle fideiussioni assicurative e alla modifica della data di scadenza delle fatture. Con il secondo documento per la consultazione 10 settembre 2024, n. 356/2024/R/gas, tenendo conto delle osservazioni pervenute in esito al primo documento per la consultazione che ha portato a un affinamento degli orientamenti ivi presentati, è stato inoltre affrontato il tema della definizione delle procedure di regolarità dei pagamenti, con l'obiettivo di introdurre una regolazione duale rispetto a quella già in vigore nel settore elettrico.

In esito alla consultazione e recependo alcuni spunti emersi in tale sede, con la delibera 27 maggio 2025, n. 222/2025/R/gas, l'Autorità ha quindi adottato interventi che superano la regolazione del CRDG per quanto riguarda la disciplina delle garanzie nonché con riferimento sia ai termini di pagamento delle fatture sia alla gestione dei relativi inadempimenti. Gli obiettivi sono garantire la copertura dell'esposizione dell'impresa di distribuzione e ampliare il novero delle garanzie ammissibili nonché, al tempo stesso, semplificare e uniformare la disciplina delle garanzie e dei pagamenti, anche contemperando le posizioni emerse nella fase della consultazione, talvolta contrastanti su specifici punti.

Il provvedimento prevede, tra l'altro:

- che la quantificazione della garanzia, se richiesta dall'impresa di distribuzione, sia commisurata al fatturato del servizio principale dei tre mesi di maggiore consumo (dicembre, gennaio e febbraio), con possibilità di riduzione o di un sistema alternativo di dimensionamento per i soli utenti che soddisfano il requisito di regolarità nei pagamenti; allo scopo è stato anche definito il requisito di regolarità nei pagamenti in funzione della media ponderata mensile degli importi delle fatture emesse rispetto ai ritardi;
- la verifica dell'adeguatezza della garanzia prestata affinché siano possibili richieste di adeguamento laddove l'esposizione effettiva si discosti dalla garanzia per più del 20%;

- che, nei casi di inadempimento nella prestazione, rinnovo, adeguamento o sostituzione delle garanzie, il distributore diffidi l'utente ad adempiere, prevedendo per talune fattispecie il blocco dello *switching* e che in caso di perdurante inadempimento che il contratto si risolva;
- l'ampliamento del novero delle garanzie ammissibili affinché gli utenti della distribuzione possano fare ricorso alle garanzie c.d. reputazionali (*rating* creditizio – che può essere emesso dalle agenzie registrate e certificate dall'ESMA – e *parent company guarantee*) se qualificati buoni pagatori;
- la necessità di adeguare tempestivamente le garanzie prestate nel caso di aumento del 10% dei punti serviti su base mensile e che, allo scopo, l'utente presti una garanzia integrativa, di tipo tradizionale o nella forma di una *parent company guarantee*, anche laddove si avvalga del *rating* creditizio;
- un unico termine di pagamento per tutte le fatture del servizio di distribuzione emesse in ogni mese, corrispondente al quint'ultimo giorno lavorativo del mese successivo a quello di emissione, al fine di garantire un termine univoco verificabile da tutti gli operatori.

È stato altresì previsto che le disposizioni del presente provvedimento fossero operative a far data dal 1° maggio 2026, al fine di consentire agli operatori di disporre dei dati relativi all'intero semestre termico per poter quantificare correttamente la garanzia; a tal fine, è stato necessario disporre che la regolarità dei pagamenti fosse valutata da parte delle imprese di distribuzione a decorrere dalle fatture in scadenza a partire da novembre 2025.

Rateizzazione degli importi fatturati nel mercato libero

Con la delibera n. 463/2016/R/com, l'Autorità ha disposto obblighi – nei casi di mancato rispetto della periodicità e di fatturazione di importi anomali – di informare e offrire la rateizzazione ai clienti finali nell'ambito del mercato libero, facendo riferimento alle condizioni dei regimi di tutela allora vigenti (servizio di maggior tutela e servizio di tutela). Tale disposizione era stata attuata al fine di estendere anche ai clienti del mercato libero (in particolare: per l'energia elettrica per i clienti domestici e in bassa tensione, con esclusione dell'illuminazione pubblica, o, con riferimento al gas naturale, con consumi annui complessivamente inferiori a 200.000 S(m^3)) le analoghe disposizioni già previste per i clienti serviti nei regimi di tutela allora vigenti.

Come anticipato, la normativa, da ultimo la legge n. 124/17 come modificata dal decreto legge n. 176/22, ha gradualmente disposto il superamento dei servizi di tutela alla data del 1° gennaio 2021 per le piccole imprese, a quella del 1° gennaio 2023 per le microimprese e a quella del 1° luglio 2024 per i clienti domestici non vulnerabili del settore elettrico e a far data dal 10 gennaio 2024 per i clienti domestici non vulnerabili di gas naturale. Con la delibera n. 100/2023/R/com ed n. 362/2023/R/eel sono state successivamente adottate disposizioni in merito ai sopravvenuti regimi di tutela e le discipline progressivamente introdotte (da ultimo, l'introduzione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, il servizio di tutela della vulnerabilità e il servizio di maggior tutela) prevedono disposizioni analoghe (o rimandano direttamente) a quanto previsto per le offerte PLACET in tema di rateizzazione degli importi fatturati ai clienti finali per le forniture di energia elettrica e di gas naturale.

Con la delibera 27 febbraio 2025, n. 63/2025/R/com, tenuto conto che il superamento dei regimi di tutela e l'introduzione del TIV e del TIVG allora vigenti in sostituzione degli analoghi precedenti testi regolatori hanno fatto venire meno il formale riferimento alle condizioni di rateizzazione degli importi fatturati ai clienti finali nel

mercato libero, sono stati ridefiniti i corretti riferimenti alle condizioni di rateizzazione degli importi fatturati ai clienti finali nel mercato libero, per i medesimi casi e per i medesimi clienti finali.

Aggiornamento del valore dell'*unpaid ratio*

In esito a un lungo e articolato contenzioso in materia di garanzie per oneri generali del sistema elettrico (di seguito: OGdS), il giudice amministrativo con diverse sentenze ha successivamente annullato in parte la predetta disciplina introdotta dall'Autorità col CTTE, interpretando la sopravvenuta disposizione di cui all'art. 39 del decreto legge n. 83/2012 e individuando il soggetto obbligato al versamento degli OGdS non più nell'utente della rete ma nel cliente finale. Inoltre, con le medesime sentenze è stato precisato che ciò non incidesse sulle modalità di esazione del gettito, con la conseguenza che:

- la regolazione dell'Autorità in tema di garanzie relative al contratto di trasporto dell'energia elettrica non può far gravare sul relativo utente del servizio inadempimenti e rischi in relazione alla quota degli OGdS che non sia stato in grado di riscuotere presso i propri clienti, fermo restando che la stessa Autorità possa definire garanzie a copertura di prestazioni dovute da parte dei venditori, tra le quali rientra l'obbligo di versamento ai distributori degli OGdS che i venditori abbiano già effettivamente riscosso presso i clienti finali;
- l'utente del trasporto resta invece responsabile dell'esazione degli OGdS e, conseguentemente, resta altresì obbligato a versare l'intero ammontare all'impresa distributrice degli OGdS fatturati, indipendentemente da quanto effettivamente incassato, come peraltro previsto dalla vigente regolazione tariffaria e dalle disposizioni del CTTE in tema di fatturazione (mai impugnate sotto questo aspetto).

Al fine di dare ottemperanza alle pronunce del giudice amministrativo, l'Autorità ha quindi adottato, in via cautelare e urgente, una disciplina transitoria per cui, poiché il venditore è tenuto a riversare ai distributori la totalità degli OGdS fatturati ai clienti ma può essere responsabile nei confronti del distributore per i soli OGdS incassati presso i clienti finali, la garanzia dovuta dall'utente, per la quota parte relativa agli OGdS, sia commisurata a un valore che rappresenti la miglior stima degli importi normalmente riscossi dagli operatori. In particolare, come definito inizialmente e poi confermato con la delibera n. 32/2021/R/eel, l'Autorità ha stabilito che le imprese distributrici siano tenute a ridurre la quota degli OGdS della garanzia dovuta dall'utente di una percentuale pari a 4,9%. Tale valore è stato individuato in base ai valori di *unpaid ratio* (mancato incasso) riconosciuti nel mercato libero negli anni 2015-2016, calcolato in base al tasso di mancato incasso delle fatture comunicato dai principali operatori del mercato libero relativo ai clienti finali BT aventi diritto al servizio di maggior tutela.

Con la medesima delibera 32/2021/R/eel è stato altresì previsto che tale valore del 4,9% sia aggiornato con cadenza biennale in base all'andamento del valore dell'*unpaid ratio* nelle zone del Paese in cui la morosità si attesta su livelli mediamente più elevati; allo scopo, nel periodo in esame della presente *Relazione Annuale*, con la delibera 15 aprile 2025, n. 171/2025/R/eel, è stato avviato un procedimento per l'aggiornamento della percentuale di riduzione, ritenendo opportuna al contempo una rivalutazione delle disposizioni che prevedono che il tasso di *unpaid* sia individuato solo con riferimento ai clienti in bassa tensione e nelle zone del Paese in cui la morosità si attesta su livelli mediamente più elevati, al fine di ricondurre a un valore del tasso di *unpaid* maggiormente rappresentativo di un operatore tipo di mercato della vendita di energia elettrica, controparte contrattuale del distributore.

In esito a tale procedimento e al documento per la consultazione 15 aprile 2025, n. 174/2025/R/eel, con la delibera 15 luglio 2025, n. 333/2025/R/eel, l'Autorità ha:

- confermato l'applicazione di un tasso di riduzione della garanzia relativa agli OGdS unico nazionale poiché la diversificazione dei tassi per zona e per segmenti di clienti comporterebbe un aumento di costi di gestione dei distributori non giustificabile per l'entità della stessa differenziazione così come risulta dai dati a disposizione dell'Autorità;
- adottato un nuovo valore del tasso che rispecchi gli andamenti nazionali più adeguatamente rispetto a quello fino ad allora previsto, in quanto l'utilizzo di dati non aggiornati non garantisce una piena rappresentatività dei mancati incassi del mercato della vendita al dettaglio attuali e può determinare garanzie per gli OGdS verso il distributore ingiustificatamente compresse. Tale tasso di *unpaid ratio*, a partire dal 2026, è quindi definito pari a 2,3%, come individuato nell'ambito della raccolta periodica relativa al monitoraggio *retail* per i clienti finali non domestici in BT, senza prevederne un aggiornamento periodico e ferma restando l'intenzione di proseguire nel monitoraggio dei tassi di mancato incasso a 24 mesi raccolti nell'ambito del monitoraggio *retail* ai sensi del TIMR al fine di valutare un'eventuale revisione ulteriore.

Avvio di procedimento per la restituzione dei bonus sociali "non erogabili"

Nell'ambito di alcune verifiche ispettive effettuate dall'Autorità in tema di bonus sociale sono emerse irregolarità nella corresponsione dello stesso; inoltre, è emerso che in alcuni casi, benché fatturato e correttamente contabilizzato nelle bollette, il bonus non è stato effettivamente corrisposto ai clienti finali aventi diritto determinando somme cd. "rimaste incagliate" nell'ultimo *step* del processo di erogazione del bonus sociale.

Tale fattispecie ha riguardato principalmente casi di bolletta di chiusura "incapiente", ovvero, riportante un importo del bonus sociale maggiore dell'addebito per la fornitura di energia risultante in un credito nei confronti del cliente finale; queste fattispecie sono state gestite dai venditori con modalità eterogenee e non sempre efficaci. Oltre a ciò, sono state rilevate altre casistiche di importi per bonus sociale non erogati o non erogabili a causa di molteplici circostanze (p.e.: clienti finali irreperibili, assegni di traenza non andati a buon fine, bonifici non riconosciuti a causa di coordinate bancarie non corrette). Ne è conseguito che alcune società di vendita si sono trovate a trattenere parte delle somme che avevano ricevuto dal distributore nell'ambito della fatturazione del relativo servizio, non potendo raggiungere il cliente finale, in alcune occasioni per un ammontare ingente.

Tenuto conto di quanto sopra, con la delibera 29 luglio 2025, n. 370/2025/R/com, l'Autorità ha inteso avviare un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di bonus sociali elettrico e gas naturale non erogabili, volto ad affrontare le criticità delineate. In tale ambito si prevede di affrontare le seguenti tematiche di cui si darà conto nelle prossime edizioni della *Relazione Annuale*:

- l'introduzione di specifiche comunicazioni qualora ci siano posizioni di credito del cliente finale finalizzate all'effettiva informazione al medesimo e renderlo edotto sull'esistenza di somme a suo favore prima che si realizzi l'impossibilità di erogarle;

- la definizione di procedure e modalità di rimessa diretta delle somme a favore del cliente che massimizzino la ricezione dell'agevolazione anche per superare l'eterogeneità delle modalità impiegate dai venditori riscontrate nell'ambito delle verifiche ispettive;
- la definizione di uno schema di flussi informativi e finanziari tra i diversi soggetti interessati nel processo di erogazione del bonus sociale finalizzato alla restituzione al sistema delle somme che, una volta esperiti da parte del venditore i vari tentativi, non risultino erogabili.

Modalità per il recupero degli importi della componente A_{SOS}

La Cassa per i servizi energetici e ambientali (di seguito: CSEA), ai sensi della delibera n. 921/2017/R/eel, ha provveduto ad aggiornare gli elenchi delle c.d. imprese energivore per l'anno 2018, modificando, con efficacia retroattiva, lo status dell'impresa Ilva in amministrazione straordinaria (di seguito: Ilva), escludendola dagli elenchi degli aventi diritto; tale riclassificazione determina la conseguenza che Ilva è tenuta a versare per intero la componente A_{SOS} relativamente all'anno 2018 dal momento che la regolazione dispone che ne fossero invece esentati i clienti energivori.

Con la delibera 1° luglio 2025, n. 300/2025/R/eel, l'Autorità ha quindi dato disposizioni eccezionali a CSEA al fine di assicurare l'effettivo recupero dell'agevolazione che è risultata indebitamente percepita da Ilva nell'anno 2018, tenendo conto della peculiare situazione. In particolare, infatti, è emersa la sopravvenuta inoperatività della catena contrattuale di esazione prevista anche per l'erogazione dell'agevolazione, dal momento che l'impresa di vendita che nel 2018 forniva Ilva e ne era al contempo anche utente del trasporto era la società Green Network, successivamente sottoposta a procedura di concordato preventivo; in quanto tale, essa non ha più potuto operare nel settore della vendita. Di conseguenza:

- vi era l'elevata probabilità che gli importi delle eventuali fatture che l'impresa distributrice e-distribuzione, risultata competente per i punti di prelievo di Ilva, emetterà nei confronti della società Green Network, a titolo di ASOS dovuta per il 2018, non fossero incassati dalla stessa;
- in ottemperanza alla regolazione vigente, e-distribuzione avrebbe dovuto comunque versare a CSEA gli importi fatturati, indipendentemente dalle somme incassate e accedere successivamente a un apposito meccanismo di reintegrazione dei crediti non riscossi e altrimenti non recuperabili disciplinato dalla delibera n. 119/2022/R/eel.

In considerazione di quanto sopra, con la medesima delibera n. 300/2025/R/com in via eccezionale e urgente è stato prescritto a CSEA di provvedere alla determinazione dell'importo da recuperare, anche avvalendosi per questo dell'impresa e-distribuzione, e a quest'ultima di non procedere alla fatturazione degli importi da recuperare relativi all'agevolazione che è risultata indebitamente percepita da Ilva nell'anno 2018, e di stornare le eventuali fatture nel frattempo emesse.

Successivamente la CSEA, nel corso delle attività avviate al fine di dare attuazione a quanto disposto dalla delibera n. 300/2025/R/eel, ha segnalato la presenza di punti di prelievo nella titolarità di Ilva di competenza di imprese distributrici diverse da e-distribuzione - in particolare le imprese Areti, Ireti e Unareti - nei cui rapporti contrattuali per il trasporto elettrico era controparte la medesima impresa Green Network come utente di tali servizi, non emersi nella precedente fase istruttoria.

Con la successiva delibera 21 ottobre 2025, n. 457/2025/R/eel, l'Autorità ha quindi integrato quanto disposto in precedenza anche per i rimanenti punti di prelievo nella titolarità di Ilva che nel 2018 risultavano nel contratto per il trasporto elettrico delle altre imprese distributrici e per le quali la società Green Network era utente di tale servizio.

Regolazione della qualità dei servizi di vendita

Con il Testo integrato (TIQV), allegato A alla delibera n. 413/2016/R/com, l'Autorità ha regolato la qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale; in particolare, ha disciplinato aspetti che riguardano sia la qualità commerciale (canali di contatto cliente-venditore; gestione di reclami scritti, di richieste scritte di informazioni, di rettifiche di fatturazione o di doppia fatturazione) sia la qualità dei servizi telefonici di assistenza ai clienti (caratteristiche del servizio, accessibilità degli operatori)[15].

Nell'ambito del procedimento avviato con la delibera 17 dicembre 2024, n. 548/2024/R/com, per l'aggiornamento e la revisione del TIQV[16], con il documento per la consultazione 20 maggio 2025, n. 205/2025/R/com, preceduto da un *focus group* con il coinvolgimento degli esponenti di tutte le parti interessate, l'Autorità ha sottoposto a consultazione pubblica i propri orientamenti in merito.

Al termine del periodo di consultazione, durante il quale si è svolto un secondo *focus group* con gli esponenti delle parti interessate, sono pervenuti contributi scritti da parte di 20 soggetti, di cui 11 venditori, 6 associazioni rappresentative dei venditori, 2 associazioni rappresentative dei clienti non domestici e un'associazione di clienti domestici. Tali contributi hanno fatto emergere un generale apprezzamento per il metodo e per gli obiettivi individuati e una generale condivisione delle proposte consultate, evidenziando tuttavia, da parte delle imprese di vendita, alcune valutazioni critiche e richieste di ulteriori approfondimenti, in particolare riguardo agli interventi prefigurati in materia di semplificazione degli obblighi di registrazione, comunicazione e pubblicazione dei dati relativi alla qualità commerciale erogata dai venditori, anche alla luce dell'entità e delle tempistiche degli interventi di sviluppo sui sistemi e sui processi aziendali che tali misure avrebbero comportato.

In esito al processo di consultazione, con la delibera 5 agosto 2025, n. 399/2025/R/com, l'Autorità ha:

- aggiornato il TIQV, introducendo misure volte ad aggiornare, estendere e rafforzare le tutele offerte ai clienti, con decorrenza dal 1° gennaio 2026;
- rimandato a successivi provvedimenti la revisione degli obblighi in materia di registrazione, comunicazione e pubblicazione dei dati di qualità commerciale, accogliendo le istanze pervenute in tal senso in sede di consultazione.

Nel box di seguito sono riepilogate le principali novità introdotte nel TIQV con la delibera n. 399/2025/R/com; tali novità hanno avuto attuazione con decorrenza dal 1° gennaio 2026, salvo dove indicato diversamente.

15 Per dettagli su entrambi gli aspetti della qualità erogata dai venditori nel 2025, si veda il Volume 1, Capitolo 2 (servizio elettrico e qualità dei servizi telefonici) e Capitolo 3 (servizio gas e forniture *dual fuel*).

16 Si rimanda, per maggiori dettagli, alla *Relazione Annuale* 2025, Volume 2, Capitolo 9.

Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV) – Principali novità introdotte con la delibera n. 399/2025/R/com

Con decorrenza dal 1° gennaio 2026:

- si introduce più trasparenza riguardo ai canali di contatto clienti-venditori, che devono essere tutti indicati in un'unica pagina dei relativi siti *internet*, evidenziando i canali o gli strumenti dedicati ai clienti con disabilità; nella stessa pagina deve essere inoltre disponibile un modulo reclami scaricabile e stampabile;
- per una maggiore chiarezza e comprensibilità, tutte le risposte motivate ai reclami scritti dei clienti devono essere articolate in quattro capitoli: *Il suo reclamo* (riepiloga il problema segnalato); *Le nostre verifiche* (illustra le verifiche svolte dal venditore); *Le nostre conclusioni* (spiega perché il reclamo è stato respinto o accolto e, in quest'ultimo caso, in quale modo il problema sarà risolto); *I suoi diritt*i (indica al cliente se e come riceverà un indennizzo automatico, i canali di contatto per ottenere chiarimenti sulla risposta, i passi successivi che il cliente può intraprendere se la risposta non lo soddisfa);
- al fine di garantire maggiore trasparenza, la risposta alle richieste scritte di informazioni deve indicare almeno un recapito per eventuali chiarimenti e rimandare alla pagina del sito *internet* del venditore dove reperire tutti i contatti; l'oggetto deve chiaramente indicare che si tratta di una risposta a una richiesta di informazioni;
- è aggiornato a 30 euro (valore precedente 25 euro) il valore base dell'indennizzo automatico dovuto al cliente quando il venditore non rispetta uno standard specifico di qualità;
- viene stabilito un tempo standard più breve (15 giorni solari rispetto ai precedenti 20 giorni solari) per la rettifica delle "doppie fatturazioni" (bollette emesse erroneamente dopo un cambio fornitore) e la restituzione al cliente delle somme non dovute;
- si prevede che, in caso di call center che utilizzano assistenti vocali (AV) dotati di intelligenza artificiale, il cliente sia sempre avvertito in anticipo che parlerà con un AV e che la chiamata sarà trasferita automaticamente a un operatore su richiesta del cliente o se l'AV non è in grado di comprendere o di soddisfare le richieste del cliente;
- l'ambito di applicazione del TIQV viene allineato a quello già previsto per i principali provvedimenti di tutela non di prezzo (trasparenza delle bollette, Codice di condotta commerciale); copre quindi i clienti del servizio elettrico alimentati esclusivamente in bassa tensione e i clienti del servizio gas con consumi annui complessivi non superiori a 200 mila Sm^3; dal 1° aprile 2027 copre anche le piccole imprese nel servizio a tutele graduali e dal 1° ottobre 2027 i clienti del servizio di ultima istanza gas.

Con decorrenza dal 1° luglio 2026:

- deve essere attivata, nella pagina dedicata ai canali di contatto dei siti *internet* dei venditori, una funzionalità che consenta di inviare un reclamo compilando un modulo direttamente online, e contestualmente di scaricare o ottenere via e-mail copia del reclamo con attestazione della data di invio e del codice pratica;
- nell'area personale dei clienti, accessibile da sito *internet* o tramite app, deve essere attivato un modulo online per inoltrare un reclamo in modalità semplificata (non vengono richiesti i dati del cliente, già identificato tramite registrazione e accesso con credenziali, e viene identificata la fornitura interessata tramite selezione operata dal cliente fra le forniture attive);
- in caso di cessazione del contratto, l'area personale dei servizi online deve rimanere accessibile al titolare del contratto cessato per almeno sei mesi dopo l'emissione della bolletta di chiusura, almeno per le funzionalità di invio reclami e consultazione dell'archivio di bollette e notifiche;
- l'obbligo di offrire un canale di assistenza telefonica viene esteso anche ai venditori di dimensioni minori che, se si dotano di tecnologie call center, devono rispettare gli standard di qualità dei servizi telefonici e registrare i dati necessari a verificarne il rispetto.

Sistema informativo integrato (SII)

Implementazioni per l'attuazione della riforma *SETTLEMENT*

Nell'ambito delle attività funzionali all'attuazione della nuova disciplina del *settlement* elettrico definita dalla delibera n. 325/2024/R/eel, con la delibera n. 40/2025/R/eel, sono state introdotte le prime disposizioni operative per le implementazioni nell'ambito del Sistema informativo integrato (SII), con l'obiettivo di rendere più efficiente, trasparente e omogenea la gestione dei flussi informativi relativi ai prelievi e alle immissioni di energia.

In particolare, il provvedimento amplia il contenuto informativo del Registro centrale ufficiale (RCU), imponendo ai soggetti coinvolti nuovi obblighi di popolamento e aggiornamento dei dati e individua le responsabilità in relazione alla messa a disposizione dei dati di misura relativi ai punti di interconnessione e ai punti di prelievo dedicati agli usi propri della trasmissione e distribuzione, al fine di assicurare la coerenza delle informazioni tra Terna, i distributori e tutti gli operatori coinvolti nel processo.

Nel corso dell'ultimo quadrimestre dell'anno, l'Autorità ha convocato degli incontri tecnici con gli operatori interessati al fine di affinare le disposizioni attuative della riforma, in modo da contemplare e gestire in maniera coerente le diverse e particolari configurazioni impiantistiche presenti sul territorio nazionale.

Meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE)

Con il provvedimento 15 aprile 2025, 175/2025/I/efr, l'Autorità ha reso al Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica il proprio parere in merito allo schema di decreto recante l'aggiornamento della disciplina dei certificati bianchi e la determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico da perseguire per gli anni dal 2025 al 2030, indicando l'opportunità di alcune revisioni nell'ambito delle materie di competenza dell'Autorità. Anche sulla base di tale parere, in data 21 luglio 2025 è stato promulgato il decreto ministeriale recante "Aggiornamento della disciplina dei certificati bianchi di cui all'art. 7 del decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 e successive modificazioni e integrazioni".

In particolare, il decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 21 luglio 2025 di cui sopra reca, tra l'altro:

- la definizione degli obiettivi di risparmio energetico da conseguire con il meccanismo dei TEE per gli anni d'obbligo 2025-2030;

- la conferma della definizione dei soggetti che devono adempiere agli obblighi annuali di risparmio energetico ovvero i distributori di energia elettrica e gas naturale alle cui reti, alla fine di ciascun anno, sono allacciati almeno 50.000 clienti finali. L'individuazione di tali soggetti e la suddivisione pro quota degli obiettivi nazionali sono affidati all'Autorità, come riportato più avanti;
- su tematiche non di competenza dell'Autorità, alcune ulteriori specificazioni in merito ai soggetti volontari che possono presentare progetti per l'ottenimento di TEE a fronte dell'effettuazione di interventi di risparmio energetico e semplificazioni in merito alle procedure di valutazione e certificazione degli stessi risparmi;
- l'aggiornamento del meccanismo relativo ai TEE non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica (di seguito: "TEE virtuali"), anche al fine del loro progressivo superamento; in particolare il decreto stabilisce che i distributori possano richiedere "TEE virtuali" sono nel caso in cui detengano una percentuale di TEE reali maggiore di quanto precedentemente previsto e comunque crescente nel tempo. Contestualmente è anche fissato il valore dei "TEE virtuali" pari a 10 €/TEE, superando quanto precedentemente previsto;
- la conferma della previsione – già delineata dalla normativa precedentemente vigente – di valutare l'introduzione di un nuovo sistema di incentivazione dei risparmi mediante procedure di aste al ribasso, gestite dal Gestore dei servizi energetici.

Determinazione del contributo tariffario

Con la delibera 1° luglio 2025, n. 303/2025/R/efr, è stato definito il contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obblighi di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2024, secondo le regole definite con la delibera n. 270/2020/R/efr. In particolare, in considerazione dei risultati degli scambi di TEE avvenuti sul mercato e tramite accordi bilaterali nel periodo intercorrente tra l'inizio e il termine di tale anno d'obbligo (1° giugno 2024 – 31 maggio 2025), delle quantità di TEE complessivamente nella disponibilità degli operatori alla medesima data del 31 maggio 2025 e dell'obiettivo specifico aggiornato, è stato determinato il valore del contributo tariffario unitario per l'anno d'obbligo 2024, pari a 247,35 €/TEE.

Come già avvenuto per la prima volta nell'anno precedente, il corrispettivo addizionale unitario per il medesimo anno – correlato sia alla effettiva disponibilità di TEE per ottemperare agli obiettivi che al prezzo di mercato dei TEE – è risultato non erogabile ai sensi della medesima delibera n. 270/2020/R/efr. In particolare, è risultato che la media, ponderata per le relative quantità, dei prezzi medi dei titoli scambiati sul mercato in ciascuna sessione nel periodo compreso tra l'inizio e il termine dell'anno d'obbligo 2024 fosse inferiore a 250 €/TEE (e in particolare pari a 247,63 €/TEE), ferma restando una limitata differenza percentuale tra obiettivo annuale da ottemperare ed effettiva disponibilità dei TEE, come peraltro riscontrato negli ultimi anni. Tale maggiore liquidità del meccanismo ha peraltro agevolato la diminuzione della quota di obiettivi ottemperati facendo uso dei TEE "virtuali" e contestualmente consentito l'aumento dei riscatti dei TEE "virtuali" emessi negli anni scorsi.

Si richiama infine che l'anno d'obbligo 2024, concluso nel mese di maggio 2025, sia stato il secondo nel quale è stato applicato l'adeguamento delle regole di definizione del contributo tariffario unitario in acconto, disposto con la delibera 10 ottobre 2023, n. 454/2023/R/efr, di cui si è dato conto nella precedente *Relazione Annuale*. Tale modifica limita l'esposizione finanziaria delle imprese che intendono ottemperare ai propri obiettivi nella

sessione di acconto, il che ha stimolato le stesse imprese ad anticipare gli obiettivi nella prima metà dell'anno d'obbligo, contribuendo a un mercato dei TEE maggiormente omogeneo.

Ripartizione degli obiettivi di risparmio energetico

Nel periodo in esame nella presente *Relazione Annuale*, oltre a quanto già illustrato, è stato necessario provvedere all'individuazione dei distributori di energia elettrica o gas naturale soggetti agli obblighi di risparmio energetico e alla ripartizione tra essi dell'obiettivo definito per l'anno d'obbligo 2025, primo tra quelli oggetto del decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 21 luglio 2025 come sopra anticipato.

Sono state mantenute le modalità facilitate di raccolta dei dati già adottate negli anni precedenti che permettono di ridurre gli oneri in capo ai soggetti regolati dal momento che, anziché procedere con una raccolta dati *ad hoc*, la determinazione avviene sulla base del numero di clienti allacciati alle reti e dei quantitativi di energia elettrica e di gas distribuiti già comunicati all'Autorità nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, condotta ai sensi della legge istitutiva. Tali dati sono stati condivisi con gli operatori mediante il Comunicato agli operatori pubblicato sul sito *internet* dell'Autorità in data 29 settembre 2025 e, come usuale, è stato previsto che gli operatori potessero far pervenire eventuali rettifiche dei dati dagli stessi già trasmessi e ivi riportati. In esito a tale comunicato e decorso il tempo ivi previsto, con la determinazione n. 6/25 del direttore della Direzione Servizi di Sistema e Monitoraggio Energia dell'Autorità, sono stati quindi individuati i distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi e determinati i corrispondenti valori quantitativi.

Monitoraggio *retail*

Il decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha stabilito che l'Autorità effettui il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Tale attività è stata avviata dall'Autorità, per entrambi i settori, con riferimento al mercato della vendita alla clientela di massa, con il Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale (TIMR). Per l'anno 2024, il Rapporto 11 novembre 2025, 486/2025/I/com (Rapporto 2024), illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendo ove possibile l'evoluzione dei fenomeni rilevanti a partire dal primo anno di monitoraggio, ovvero il 2012. Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2024 analizza i dati raccolti in materia di:

- dinamiche concorrenziali;
- offerte e prezzi;
- qualità del servizio di vendita;
- qualità della fatturazione;
- morosità.

All'interno di ciascuna area tematica i risultati sono analizzati, ove necessario, separatamente per settore e tipologia di cliente, tenuto conto della disomogeneità nei livelli di maturità e concorrenzialità raggiunti tra i vari segmenti di clientela.

Il Rapporto 2024 è redatto dall'Autorità nell'ambito dell'attività di regolare e sistematica osservazione delle condizioni di funzionamento del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas naturale.

Tutti i contenuti presenti nel Rapporto 2024, nei precedenti Rapporti, i dati e le analisi del monitoraggio *retail*, unitamente a nuovi indicatori in corso di definizione, sono pubblicati sulla pagina web del monitoraggio *retail* del sito dell'Autorità[17].

Molti dati afferenti ai punti serviti e ai cambi fornitore dei clienti che in precedenza erano trasmessi dagli operatori sono ormai trasmessi dal Gestore del SII, che supporta l'elaborazione di detti dati. La trasmissione dei dati da parte di soggetti differenti implica anche che gruppi di dati siano resi disponibili con frequenze e tempestività disomogenee tra loro. Ne consegue che, nonostante per alcuni fenomeni sia possibile pubblicare informazioni molto recenti sulla pagina web del monitoraggio *retail*, il rapporto annuale di monitoraggio analizza in maniera completa e coerente tutti i fenomeni monitorati relativi a un medesimo anno, appena si rendano tutti disponibili.

I risultati dell'attività di monitoraggio *retail* per l'anno 2024 del settore elettrico confermano per i clienti MT Altri usi l'assenza di specifiche criticità rilevanti. La concentrazione è limitata e in diminuzione secondo molti dei relativi indici ed è compatibile con condizioni di effettiva concorrenza. La dinamicità dei clienti è sostenuta, anche se minore di quella degli anni precedenti. Per i clienti BT Altri usi le evidenze circa le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita mostrano alcuni incoraggianti segnali di vivacità, come un'elevata dinamicità dei clienti, ma anche aspetti di attenzione, come una concentrazione maggiore di quanto rilevato per i clienti MT Altri usi. Tali segnali sono meritevoli di verifica nell'attività di monitoraggio a venire, anche al fine di poterne trovare conferma con ulteriori riscontri o individuare eventuali aree di intervento.

Per i domestici del settore elettrico e i domestici e condomini del settore del gas, nonostante i miglioramenti emersi soprattutto in termini di dinamicità dei clienti, permangono tuttora le criticità che storicamente caratterizzano tali segmenti. Queste suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento, anche regolatorio, alla completa liberalizzazione del mercato. Attenzione va posta in primo luogo agli alti livelli di concentrazione, al permanere del vantaggio competitivo in capo agli esercenti i servizi di tutela e a una non ancora sufficiente consapevolezza del cliente "medio" di tali tipologie, che quindi non sembra ancora in grado di agire convenientemente nel mercato. Per i domestici del settore elettrico, continuano a rimanere significativi, seppure con segnali di miglioramento, gli elementi critici per la concorrenzialità del mercato *retail*, quali la forte concentrazione, il vantaggio competitivo degli esercenti la maggior tutela, la presenza di barriere alla crescita. Nonostante il livello di concentrazione del mercato libero rimanga elevato, l'assegnazione di oltre 3,6 Mln di domestici non vulnerabili tramite procedure competitive al nuovo servizio a tutele graduali per i domestici non vulnerabili (di seguito: STG_{NV}) ha avuto un impatto sulla struttura dell'offerta nel mercato nel suo complesso. Il livello di concentrazione dell'insieme di mercato libero, maggior tutela e STG_{NV}, ha subito una significativa diminuzione tra il primo semestre del 2024 e il secondo, principalmente per effetto di dette procedure competitive

17 V. https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio?tx_modellodatistatistiche_getdatistatistiche%5Bslug%5D=232&cHash=53a0bbadd68f695751af5ff1eb34a006.

e in seguito per effetto della dinamica concorrenziale del mercato libero. Tale repentina e significativa diminuzione della concentrazione del mercato determina un potenziale incremento della sua concorrenzialità, di cui potrebbero apprezzarsi gli effetti nei prossimi anni. Nel settore del gas, si consolida la tendenza dei domestici a essere più dinamici, ma il livello di concentrazione del mercato libero non è ancora tale da poter escludere criticità future per il pieno dispiegamento dei benefici della concorrenza. Nonostante gli indici di concentrazione siano più bassi di quelli rilevati per la vendita ai domestici di energia elettrica, rispetto alle altre tipologie di clienti del settore gas, la vendita di gas ai domestici è caratterizzata da una maggiore concentrazione dell'offerta e da una minore dinamicità della domanda. Inoltre, permane un forte vantaggio competitivo di cui i venditori storici godono rispetto ai nuovi entranti.

In entrambi i settori, la quota di clienti che utilizzano il Portale Offerte è ancora ridotta, nonostante il picco di utilizzo registrato a ridosso della fine del Servizio di Tutela del settore del gas (avvenuta il 1° gennaio 2024). Ciò fa presumere che i clienti sottoscrivano le offerte in modo prevalente dopo essere stati contattati da call center o da agenti di vendita e che, non verificando sul Portale Offerte le informazioni acquisite tramite altri canali, non sfruttino la potenzialità degli strumenti a loro disposizione per effettuare una scelta consapevole. Risulta pertanto necessario proseguire con le azioni volte a incrementare la diffusione della conoscenza del Portale Offerte e a stimolarne il suo utilizzo presso l'utenza diffusa.

Le evidenze sopra riportate in merito alla concentrazione dei mercati e alla difficoltà dei clienti finali a orientarsi tra le offerte presenti nel libero mercato, devono essere tenute in opportuna considerazione nel percorso di completa liberalizzazione previsto dalla legge n. 124/17, che prevede la rimozione dei regimi di tutela. Ciò al fine di evitare che nel prossimo contesto di totale liberalizzazione i clienti non riescano a cogliere completamente l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

Continua, infine, l'evoluzione del sistema di monitoraggio *retail* in modo da rafforzare e ampliare l'azione di sfruttamento delle potenzialità del SII. In tale ambito, con la delibera n. 173/2019/A l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato a:

- ampliare e aggiornare i fenomeni monitorati, anche in ragione degli importanti cambiamenti che si stanno attuando nei mercati *retail* dell'energia e del gas naturale;
- incrementare il dettaglio delle informazioni disponibili;
- definire nuove modalità di pubblicazione e reportistica, che consentano maggiore tempestività e fruibilità dei dati monitorati, nell'ambito delle quali rientra lo sviluppo e l'accrescimento della pagina web del sito dell'Autorità dedicata al monitoraggio *retail*; su tale pagina sono pubblicati grafici e infografiche in formato open data, aggiornati anche a date più recenti e con un dettaglio differente da quanto contenuto nei Rapporti annuali. I grafici e le infografiche del monitoraggio *retail*, infatti, sono aggiornati nel corso dell'anno, man mano che i dati si rendono disponibili;
- alleggerire gli oneri informativi a carico degli operatori;
- coerentemente, riorganizzare le attività e le strutture preposte al monitoraggio *retail*, in considerazione della crescente importanza e significatività delle informazioni rinvenienti dal SII, anche in modo da sfruttare il potenziale informativo del SII, riducendo gli oneri informativi per gli operatori, anche circa dati e informazioni funzionali allo svolgimento di ulteriori attività istituzionali dell'Autorità.

Nell'ambito dell'evoluzione del sistema di monitoraggio *retail*, al fine di ridurre le asimmetrie informative tra operatori, rendere più efficace la collaborazione con le altre Istituzioni del Paese ed europee e favorire la ricerca anche accademica, l'Autorità ha reso disponibili degli strumenti di consultazione dei consumi medi mensili di energia elettrica e gas naturale, con dettagli geografici fino alla provincia.

Tali strumenti sono consultabili alle pagine web:

- per l'energia elettrica:
  - Analisi dei consumi dei clienti domestici (https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/analisi-dei-consumi-dei-clienti-domestici)
  - Analisi dei prelievi non domestici per ATECO, per i clienti bassa tensione con dettaglio per attività economica (https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/analisi-dei-consumi-dei-clienti-domestici-ateco);
- per il gas naturale,
  - Analisi dei consumi dei clienti domestici (https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/analisi-dei-consumi-dei-clienti-domestici-gas).

Sono ivi disponibili dati mensili, a partire dal 2021, su:

- il prelievo medio mensile, in kWh, rilevato per tutti i clienti domestici;
- la ripartizione del consumo per fasce, in %, con riferimento ai clienti domestici trattati per fasce;
- il prelievo medio orario, in kWh, rilevato per i clienti domestici trattati orari.

I dati afferenti ai clienti domestici possono essere interrogati selezionando differenti caratteristiche di interesse quali la regione, la provincia, il mercato, nel settore elettrico la classe di potenza e l'eventuale residenza del cliente finale, mentre nel settore del gas la zona climatica e la classe di consumo. Diversamente i dati afferenti ai clienti in bassa tensione possono essere consultati con dettaglio per tariffa di trasporto associata alla classe di potenza e l'attività economica come definita nella classificazione ATECO, con dettagli selezionabili fino alla "classe" (IV cifra)[18]. Le elaborazioni sono condotte da ARERA sulla base dei dati di misura messi a disposizione dalle imprese distributrici tramite il SII. Tali strumenti saranno periodicamente aggiornati con dati di prelievo sempre più recenti.

Sempre nell'ambito del monitoraggio retail, l'Autorità ha introdotto un Indicatore di Prezzo (IP) delle offerte scelte dai clienti nell'ambito del mercato libero, disponibile alla pagina "Prezzi applicati ai clienti domestici nel mercato libero" (https://www.arera.it/dati-e-statistiche/dettaglio/prezzi-applicati-ai-clienti-domestici-nel-mercato-libero) e presentato per la prima volta nel Rapporto di monitoraggio n. 59/24. Tale Indicatore è calcolato

18 La classificazione ATECO definita da ISTAT è una classificazione gerarchica costituita da codici alfanumerici che al maggior livello di dettaglio arrivano fino alla VI cifra. Rappresenta le varie attività economiche raggruppate, dal generale al particolare, in:
- sezioni (lettera maiuscola),
- divisioni (II cifra),
- gruppi (III cifra),
- classi (IV cifra),
- categorie (V cifra), dettaglio non disponibile,
- sottocategorie (VI cifra), dettaglio non disponibile.

La classificazione ATECO rappresenta la versione italiana della nomenclatura europea. Le due classificazioni coincidono fino alla classe (IV cifra).

considerando in ciascun mese, a partire dal gennaio 2023, le offerte effettivamente scelte dai clienti domestici che hanno cambiato fornitore e simulando la relativa spesa annua per i 12 mesi successivi, nonché il relativo prezzo medio atteso. Il valore di questo indice, aggiornato all'ultimo mese disponibile, rappresenta quindi la migliore stima della spesa unitaria che i clienti che hanno cambiato fornitore sosterranno nei 12 mesi successivi. L'indicatore viene riferito alla spesa unitaria totale, comprensiva di tutte le voci (materia energia, trasporto, oneri di sistema e imposte) in modo da fornire una rappresentazione concreta del costo totale sostenuto dal consumatore.

Inoltre, si rafforza l'utilizzo dei dati estratti dal SII anche nell'ambito di attività di *enforcement* della regolazione.

Inoltre, nell'ambito delle attività del monitoraggio *retail*, ai sensi del comma 7 dell'art. 14 del decreto legge del 9 dicembre 2023, n. 181 (di seguito: decreto legge 181/23), l'Autorità è tenuta a trasmettere alle commissioni parlamentari competenti, un Rapporto di monitoraggio delle condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici non vulnerabili, entro il 31 marzo di ogni anno a partire dal 2025 e riguardante:

- le condizioni di fornitura di energia elettrica praticate nei confronti dei clienti domestici successivamente alla conclusione delle procedure competitive di assegnazione del servizio a tutele graduali per i domestici non vulnerabili (di seguito: STG_{NV})
- la corretta applicazione delle condizioni del servizio da parte degli aggiudicatari l'STG_{NV}, individuati mediante le già menzionate procedure competitive.

Ai sensi del medesimo decreto legge 181/23, l'Autorità ha inviato alle commissioni parlamentari il rapporto di monitoraggio n. 143/2025/I/COM. Le analisi ivi contenute si concentrano sui clienti domestici non vulnerabili:

- usciti dal servizio di maggior tutela, tra gennaio e giugno 2024;
- usciti dall'STG_{NV} nel periodo successivo all'avvio del medesimo, ovvero da luglio a dicembre 2024.

Il rapporto n. 143/2025/I/COM contiene, tra l'altro, una descrizione dei servizi e dei passaggi in entrata e in uscita dagli stessi, l'analisi dei tipi di offerte scelte dai clienti usciti dal servizio di maggior tutela e dal STG_{NV} da detti clienti, dei prezzi a questi applicati e della convenienza relativa delle offerte scelte dai clienti.

CAPITOLO **10**

10

Tutela dei consumatori dei settori regolati

Intersettoriale

Richieste di informazioni, reclami e controversie dei clienti e utenti finali

Il sistema di tutele per l'*empowerment* e la risoluzione delle controversie dei clienti e utenti dei settori regolati è caratterizzato da una struttura multilivello e da due macroaree, relative all'informazione/assistenza e alla soluzione delle controversie. In particolare: appartiene alla prima macroarea il livello base di tutela, che si sostanzia in un punto unico informativo di contatto, per i clienti e gli utenti, a livello nazionale, ferma restando l'attività delle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese; appartiene alla seconda macroarea l'attivazione di una procedura conciliativa – quale strumento di secondo livello, in caso di mancata soluzione della problematica mediante reclamo all'operatore o al gestore – con poche e qualificate eccezioni, per talune tipologie di controversie, fra le quali quelle afferenti al bonus sociale, per cui sono previsti strumenti specifici (*procedure speciali risolutive* nei settori energetici e reclamo di seconda istanza per il settore idrico[1]). Per i settori energetici, idrico e del telecalore il tentativo di conciliazione è obbligatorio per il cliente o utente finale, ossia il suo esperimento con esito negativo determina l'avveramento della condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria.

Gli strumenti relativi alle due macroaree del sistema (*contact center* informativo, trattamento di reclami, istanze, controversie e segnalazioni) sono gestiti in avvalimento, per conto dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, da Acquirente unico. mediante il Servizio Conciliazione e lo Sportello per il consumatore Energia e Ambiente, sulla base delle discipline procedurali e operative adottate di cui ai provvedimenti della medesima Autorità.

Nel 2025, in linea con la tendenza già registrata nel 2024, si conferma una complessiva diminuzione dei volumi di richieste – scritte e telefoniche – in ingresso allo Sportello dell'Autorità, per l'attivazione dei diversi servizi da parte di clienti e utenti dei settori regolati (Tav. 10.1).

Il dato intersettoriale risente del peso preponderante dei volumi afferenti ai settori energetici; difatti, guardando ai soli settori idrico, dei rifiuti e del telecalore (di seguito, anche: settori *ambientali*), si registra, in controtendenza, un *trend* in aumento per tutti i servizi, con incrementi percentuali diversi a seconda dell'attività, frutto, in particolare, dell'incremento dei medesimi volumi relativo al settore idrico e della progressiva estensione dei servizi in esame al settore dei rifiuti.

In particolare, relativamente all'attività di tipo *informativo*, le chiamate al *call center*/numero verde 800166654 si sono complessivamente ridotte di circa il 30% rispetto al 2024, attestandosi a 787.000 circa per tutti i settori: guardando ai soli settori *ambientali*, invece, le chiamate in ingresso fanno registrare un lieve aumento rispetto all'anno precedente (+ 6%). Anche le richieste scritte di informazioni e le procedure speciali informative per i settori energetici fanno registrare una diminuzione rispetto al 2024 (rispettivamente, -17% e -18%), mentre le richieste scritte di informazioni per i settori *ambientali* registrano un incremento del 17%. Si ricorda, al riguardo, che il *contact center* è operativo per gli utenti del settore dei rifiuti a decorrere dal 1° aprile 2025 (così come il servizio "*segnalazioni*" e l'help desk per le associazioni dei consumatori e di categoria).

1 Sulle procedure speciali risolutive si veda il successivo paragrafo "*Procedure speciali risolutive nei settori energetici*", mentre sui reclami di seconda istanza si veda il paragrafo "*Reclami, istanze e segnalazioni nei settori idrico, rifiuti e teleriscaldamento*".

Passando agli strumenti attivabili dai clienti e utenti a seguito del reclamo all'esercente, quanto sopra rilevato si conferma anche per il Servizio Conciliazione: il totale delle domande del 2025, pari a 30.200 circa per tutti i settori regolati (incluso, dal 1° ottobre 2025, il settore dei rifiuti), fa registrare, infatti, una complessiva diminuzione di circa il 13% rispetto al 2024. In particolare, però, guardando ai soli settori *ambientali*, da un anno all'altro si registra un aumento di domande pari al 41% (a fronte di una riduzione per i settori energetici del 22%).

In negativo anche il raffronto percentuale fra *procedure speciali risolutive* per i settori energetici: nel 2025, infatti, si registra un -21% rispetto al 2024. Crescono, invece, i reclami di seconda istanza per il settore idrico (+5%) in tema di bonus sociale e su altri argomenti ritenuti meritevoli di approfondimento.

TAV. 10.1 *Volumi in ingresso allo Sportello e al Servizio Conciliazione – 2025, settori energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti*

ATTIVITÀ E SETTORI			Anno 2025	Δ vs 2024
Informazioni telefoniche e scritte sui settori regolati	Chiamate al *call center* 800166654 (pervenute in orario di servizio)		744.970	-31%
			41.677	+6%
	Richieste scritte di informazioni (*)		40.398	-17%
			4.779	+17%
	Richieste di attivazione di procedure speciali informative		42.044	-18%
Risoluzione extragiudiziale delle controversie e strumenti di supporto per la gestione di specifiche problematiche	Domande al Servizio Conciliazione		22.619	-22%
	(conciliazione obbligatoria per energia, idrico e telecalore)		7.616	+41%
	Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive		13.679	-21%
	Reclami di seconda istanza in tema di bonus sociale		3.078	+5%
	Reclami di seconda istanza nel settore dei rifiuti		101	-

(*) Incluse le istanze scritte che lo Sportello ha riscontrato fornendo informazioni sugli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie (c.d. "reclami reindirizzati in conciliazione").

Fonte: ARERA. Elaborazione su dati Sportello per il consumatore Energia e Ambiente e Servizio Conciliazione.

Sotto il profilo regolatorio, nel corso del 2025 sono entrate in vigore le disposizioni di cui alle delibere 24 settembre 2024, n. 371/2024/R/com e 27 dicembre 2024, n. 574/2024/E/rif aventi a oggetto, rispettivamente, i) l'adeguamento dei servizi forniti dallo Sportello, incluso il Servizio Conciliazione, alle nuove dinamiche dei mercati energetici, nonché l'affinamento e l'ulteriore efficientamento delle relative discipline procedurali e operative, e ii) la graduale estensione al settore dei rifiuti dei suddetti servizi, come accennato in premessa. Per tale ultimo settore, in particolare, la gradualità, come già sperimentato per il settore idrico, riguarda specificamente gli strumenti attivabili dall'utente in caso di mancata soluzione della problematica mediante il reclamo al gestore: i medesimi utenti, infatti, sulla base della disciplina transitoria definita con il suddetto provvedimento, possono attivare, alternativamente, il reclamo di seconda istanza allo Sportello o il Servizio Conciliazione, quest'ultimo su un piano di piena volontarietà, sia lato utente ai fini dell'accesso alla giustizia ordinaria (non operatività del tentativo obbligatorio quale condizione di procedibilità) sia riguardo alla partecipazione dei gestori alle procedure (non operatività dell'obbligo partecipativo alle procedure). Per maggiori dettagli sui provvedimenti sopra citati si rinvia al Volume 2, Capitolo 10, della *Relazione Annuale* 2025.

Inoltre, nell'ambito della delibera 8 luglio 2025, n. 323/2025/R/com, come già avvenuto per il settore elettrico, non essendoci più la necessità di conoscere la controparte commerciale presente sul punto al fine di effettuare una richiesta di voltura, in concomitanza con l'applicazione del nuovo processo di voltura con *switching* introdotto da tale provvedimento, è stata abrogata, anche per il settore gas, la *procedura speciale informativa*[2] sul venditore ignoto, gestita dallo Sportello, con efficacia dal 1° gennaio 2027, tenuto conto delle tempistiche di implementazione della citata delibera.

In continuità con quanto rendicontato per il 2024, nel 2025 è proseguita l'attività di *enforcement* riguardo agli obblighi previsti, in capo agli operatori e ai gestori, dalla regolazione dei servizi Sportello in esame (allegato A alla delibera 14 luglio 2016, n. 383/2016/E/com e s.m.i., Testo Integrato Conciliazione – TICO di cui all'allegato A alla delibera 5 maggio 2016, n. 209/2016/E/com e allegato B alla delibera 1 febbraio 2018, n. 55/2018/E/idr e s.m.i.). In particolare, l'Autorità, con le delibere 18 febbraio 2025, n. 46/2025/E/com e 28 ottobre 2025, n. 463/2025/E/com, ha intimato, complessivamente, a 4 operatori (compreso un distributore) dei settori energetici e a 28 gestori del settore idrico l'adempimento dell'obbligo partecipativo alle procedure conciliative dinanzi al Servizio Conciliazione dell'Autorità, previa, ove non ancora eseguita, l'abilitazione alla piattaforma telematica del Servizio medesimo o il suo perfezionamento. Le delibere in questione hanno riguardato un periodo sostanzialmente annuale di monitoraggio, dal 31 maggio 2024 al 30 giugno 2025.

Inoltre, con la delibera 27 maggio 2025, n. 211/2025/E/com, l'Autorità ha intimato, complessivamente, a 40 operatori e a 18 gestori, l'adempimento dell'obbligo di fornire riscontro alle richieste di informazioni, trasmesse dallo Sportello nel 2024, nell'ambito della gestione delle *procedure speciali risolutive* per i settori energetici e dei reclami di seconda istanza per il settore idrico, rimaste prive di risposta entro i termini previsti dalla regolazione.

In merito all'evoluzione digitale dei servizi, oltre al consolidamento del portale vocale del *call center* basato su intelligenza artificiale, avviato operativamente nel 2024 (per cui si rinvia al Volume 2, Capitolo 10, della *Relazione Annuale* 2025), è opportuno segnalare, per quanto riguarda il Servizio Conciliazione, l'aggiornamento del sistema di identificazione previsto per il rilascio del certificato di firma qualificata e valevole per gli utenti dotati di SPID o

2 Si veda al riguardo il successivo paragrafo "*Sportello per il consumatore: l'informazione ai clienti e utenti finali*".

CIE, al fine di garantire l'allineamento con quanto previsto, in termini di sicurezza, dal regolamento eIDAS 2.0 e dalla direttiva Nis2, contestualmente ottimizzando la *user experience*.

Per quanto concerne, infine, le procedure alternative al Servizio Conciliazione per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione nei settori regolati ai sensi del TICO (fatte salve le procedure di mediazione civile e commerciale, di cui all'art. 5 del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28), oltre alle Camere di commercio aderenti alla convenzione fra Autorità e Unioncamere (40 Camere aderenti alla data di elaborazione del presente paragrafo), i clienti e utenti finali possono altresì rivolgersi agli organismi ADR iscritti nell'elenco dell'Autorità (25, inclusi 8 organismi di conciliazione paritetica, oltre al Servizio Conciliazione). Tali organismi, nel 2025, hanno ricevuto 1.066 domande di conciliazione, in ribasso del 53% rispetto al 2024.

Sportello per il consumatore: l'informazione ai clienti e utenti finali

Call center

Come accennato in premessa, il *call center* dello Sportello, nel 2025, ha ricevuto 786.647 chiamate in orario di servizio per tutti i servizi regolati, in ribasso del 30% rispetto al 2024. Come riportato nella tavola 10.2, non conteggiando quelle interrotte dai clienti o utenti finali senza attendere la risposta dell'operatore, le chiamate effettivamente gestite ammontano a poco più di 706.000. La durata media di una chiamata è di 214 secondi, ossia 19 secondi in meno rispetto ai 233 del 2024, a conferma di una tendenza in progressiva riduzione nell'ultimo biennio.

TAV. 10.2 *Chiamate pervenute al* call center *dello Sportello – 2025*

TOTALE 2025	TOTALE PERVENUTE	PERVENUTE (ORE 8-18)	CHIAMATE GESTITE			ABBANDONATE SENZA RISPOSTA DELL'OPERATORE	CHIAMATE FUORI ORARIO	DURATA MEDIA CONVERSAZIONE (SECONDI)
			TOTALI	DI CUI CON OPERATORE	DI CUI CON RISPONDITORI AUTOMATICI			
	902.062	786.647	**706.024**	**706.024**	-	80.623	115.415	214

Fonte: Elaborazioni Sportello per il consumatore Energia e Ambiente su dati Genesys.

Continua la crescita delle chiamate da rete mobile, che, nel 2025, ammontano all'86% del totale (contro l'81% del 2024), come indicato nella tavola 10.3. Il dato è elaborato considerando tutte le chiamate pervenute, incluse le circa 115.000 fuori orario di servizio.

TAV. 10.3 *Distribuzione chiamate pervenute al* call center *dello Sportello fra rete fissa e rete mobile (*) – 2025*

	2025
Rete fissa	**14%**
Rete mobile	**86%**

(*) In e fuori orario di servizio.

Fonte: Elaborazioni Sportello per il consumatore Energia e Ambiente su dati Genesys.

La maggior parte delle chiamate gestite dal *call center* ha riguardato i settori energetici, seppur in lieve riduzione, da un anno all'altro, rispetto al totale (95% vs 97% del 2024). Nel 2025 si confermano i primi due argomenti per quesito *iniziale* posto dal chiamante (Tav. 10.4), seppur in ordine diverso rispetto al 2024; la rilevazione, per facilitare la confrontabilità con gli anni precedenti, è effettuata sulla base delle voci dell'albero fonico, ormai dismesso, del *call center*. La percentuale maggiore di chiamate, infatti, ha interessato le "*modalità di risoluzione delle controversie*" (39%, +13 p.p. rispetto al 2024), che si collocano al primo posto anche guardando alle sole chiamate per i settori energetici; a seguire, il "*bonus sociale*" con il 36% (-6 p.p.), che tuttavia totalizza il 61% considerando le sole chiamate relative al settore idrico.

Risultano, infine, sostanzialmente invertiti fra loro, rispetto al 2024, i valori percentuali afferenti a "*diritti e regolazione*" e a "*servizio a tutele graduali e clienti vulnerabili*" (solo per i settori energetici): il primo argomento ha totalizzato, infatti, il 14% delle chiamate (7,5% nel 2024), mentre il secondo si attesta al 7% (14% nel 2024).

TAV. 10.4 *Principali argomenti delle chiamate gestite dal* call center *dello Sportello (quesiti posti dal chiamante) – 2025*

SERVIZIO	2025		
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	TOTALE
Bonus sociale	233.790 – 35%	22.569 – 61%	256.359 – 36%
Modalità di risoluzione delle controversie	266.665 – 40%	9.313 – 25%	275.978 – 39%
Diritti e regolazione	94.739 – 14%	4.463 – 10%	99.202 – 14%
Pratiche presso lo Sportello	9.600 – 1,5%	1.299 – 4%	10.899 – 1,5%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	15.069 – 2,5%	-	15.069 – 2,5%
Servizio a tutele graduali e clienti vulnerabili	48.517 – 7%	-	48.517 – 7%
Di cui bonus sociale	35%	61%	36%
Di cui altri argomenti	65%	39%	64%

Fonte: Elaborazioni Sportello per il consumatore Energia e Ambiente su dati Genesys e CContact.

Come già effettuato per le precedenti rendicontazioni, è possibile anche classificare le chiamate gestite dal *call center* sulla base dell'argomento prevalente in caso di più quesiti posti nel corso della singola chiamata o, comunque, della tematica effettivamente affrontata durante la conversazione. Applicando tale criterio di analisi, si confermano, per il 2025, i primi tre argomenti del 2024 nel medesimo ordine (Tav. 10.5): nel 38% delle chiamate si è discusso principalmente di *"bonus sociale"* (+4 p.p. rispetto al 2024) – tale argomento risulta prevalente anche guardando ai soli settori energetici o al solo settore idrico – mentre nel 27% dei casi i chiamanti hanno chiesto e ottenuto informazioni su *"diritti e regolazione"*; il 22%, infine, ha interessato la voce *"modalità di risoluzione delle controversie"*. Analizzando più nello specifico tale ultima voce, per i settori energetici tali chiamate hanno interessato principalmente i sub-argomenti *"mercato"* (e in un caso su due la tematica del *"cambio fornitore"*), *"contratti"* (in particolare, informazioni sul fornitore titolare del punto) e *"morosità e sospensione"* (soprattutto il corrispettivo morosità pregresse – C^{MOR}), mentre, per il settore idrico, le chiamate per tale argomento hanno riguardato per un quarto circa il sub-argomento *"connessioni, lavori e qualità tecnica"* e per un altro quarto la *"fatturazione"*.

TAV. 10.5 *Principali argomenti delle chiamate gestite dal* call center *dello Sportello (contenuto effettivo della conversazione) – 2025*

SERVIZIO	2025		
	ELETTRICO E GAS	IDRICO	TOTALE
Bonus sociale	37%	57%	38%
Modalità di risoluzione delle controversie	23%	14%	22%
Diritti e regolazione	27%	19%	27%
Pratiche presso lo Sportello	4%	10%	4%
Portale Offerte, Portale Consumi e Gruppi di acquisto accreditati	2%	-	2%
Servizio a tutele graduali e clienti vulnerabili	7%	-	7%
Di cui bonus sociale	37%	57%	38%
Di cui altri argomenti	63%	43%	62%

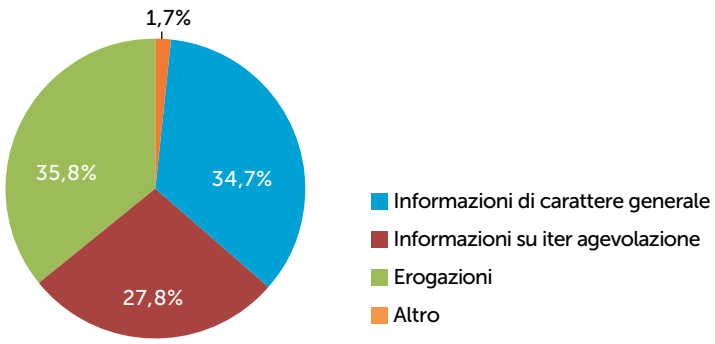
Fonte: Elaborazioni Sportello per il consumatore Energia e Ambiente su dati Genesys e CContact.

Rispetto al 2024, le chiamate del 2025 in cui è stato trattato il tema del superamento delle tutele di prezzo nei settori energetici sono più che dimezzate: il dato dell'ultimo anno, infatti, è pari a circa 69.000, a fronte delle circa 158.000 dell'anno precedente.

Poiché la tematica del *"bonus sociale"* ha interessato la maggior parte delle chiamate del 2025, sulla base di quanto indicato nella precedente tavola 10.5, si fornisce nella successiva figura 10.1 il dettaglio dei principali sub-argomenti relativi a tali chiamate: le chiamate aventi a oggetto l'erogazione del beneficio sono state le più numerose (35,8% a fronte del 25% del 2024), mentre le informazioni di carattere generale sono state rese nel

34,7% dei casi (50,5% nel 2024) a fronte del 27,8% che ha invece riguardato l'iter dell'agevolazione (19,5% nel 2024).

FIG. 10.1 *Focus principali argomenti delle chiamate gestite dal* call center *dello Sportello in tema bonus – 2025*



Fonte: Elaborazioni Sportello per il consumatore Energia e Ambiente su dati Nextip, Genesys e CContact.

Tenuto conto dell'operatività a *regime* del *call center* dello Sportello anche per il settore dei rifiuti dal 1° aprile 2025, si segnalano 567 chiamate per tale settore, riguardanti in particolare *"diritti e regolazione"* (le chiamate, ricevute e gestite nel 2024 sulla base della disciplina transitoria di cui alla delibera 5 aprile 2018, n. 197/2018/R/rif, ammontavano a 356). Nel settore del telecalore, infine, le chiamate del 2025 sono pari a 216 (in sostanziale continuità con le 204 del 2024) e sono riconducibili principalmente a "*modalità di risoluzione delle controversie*".

Rispetto agli indicatori di qualità per il call center (Tav. 10.6), i dati relativi al 2025 fanno registrare un ulteriore lieve miglioramento rispetto al 2024. In particolare, il tempo medio di attesa per parlare con un operatore è stato pari a 150 secondi (155 nel 2024), mentre i valori di accessibilità al servizio e di livello di servizio si sono attestati, rispettivamente, al 99,9% (+0,9 p.p.) e all'89,8% (+0,8 p.p.)[3].

TAV. 10.6 *Livelli di servizio per il* call center *dello Sportello – 2025*

	2025
Accessibilità al servizio (AS) %	99,9%
Tempo medio di attesa (TMA) sec.	150
Livello di servizio (LS) %	89,8%

Fonte: Elaborazioni Sportello per il consumatore Energia e Ambiente su dati Nextip e Genesys.

3 L'indicatore accessibilità al servizio (AS) è pari al rapporto, nel mese considerato, tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del *call center* con presenza di operatori, moltiplicato per 100. L'indicatore livello di servizio (LS) è pari al rapporto, nel mese considerato, tra il numero di chiamate telefoniche dei clienti o utenti finali che hanno effettivamente parlato con un operatore e il numero di chiamate dei medesimi clienti o utenti che hanno richiesto di parlare con un operatore o che sono state reindirizzate dai sistemi automatici a un operatore, moltiplicato per 100.

Il tasso di soddisfazione dei chiamanti che si sono rivolti al *call center* dello Sportello (Tav. 10.7) si conferma elevato: su un campione di circa il 53% delle chiamate gestite, infatti, l'85% dei chiamanti (86% nel 2024) ha valutato il servizio come buono.

TAV. 10.7 *Risultati della rilevazione di* customer satisfaction *per* il call center *dello Sportello – 2025*

	2025
Buono	85%
Sufficiente	10%
Negativo	5%
% Chiamate conversate sottoposte a valutazione	53%
% Utenti invitati dall'operatore a lasciare la valutazione	75%

Fonte: Elaborazioni Sportello per il consumatore Energia e Ambiente su dati Nextip, Mindful e Genesys.

Richieste scritte di informazioni

Nel 2025 lo Sportello ha ricevuto 45.152 richieste scritte di informazioni di clienti e utenti finali dei settori regolati (in diminuzione rispetto alle 52.632 del 2024). La maggior parte di tali richieste ha interessato i settori energetici (40.398 in ribasso del 17% rispetto al 2024), mentre quelle relative ai settori *ambientali* (+ 17% rispetto al 2024) sono così suddivise: 4.182 per il settore idrico, 525 per il settore dei rifiuti e 72 riguardanti il telecalore.

Una quota pari al 10% circa delle richieste complessive (principalmente afferente ai settori energetici e al tema "*fatturazione*") è stata gestita dallo Sportello mediante informazioni sugli strumenti per risolvere la controversia a seguito del reclamo all'operatore o al gestore (c.d. "*reclami reindirizzati in conciliazione*"), tenuto conto della documentazione pervenuta.

Al netto di quanto sopra, con riferimento alle richieste relative ai settori energetici (Fig. 10.2), il "*bonus sociale*" si conferma quale argomento prevalente anche nel 2025 (32%, +8 p.p. rispetto al 2024), con più di un caso su due afferente a informazioni sul meccanismo di riconoscimento automatico. "*Mercato*" e "*fatturazione*" si confermano tra gli argomenti più gettonati delle richieste scritte di informazioni, con il 14% ciascuno (rispettivamente, -3 p.p. e -1 p.p. rispetto al 2024), mentre "*morosità e sospensione*" si attesta all'11% (+2 p.p.). I sub-argomenti principali, per le tre voci da ultimo citate, sono stati "*cambio venditore*" (67% delle richieste in tema "*mercato*"), "*consumi stimati*" (47% dei "*contratti*") e "C^{MOR}" (41% di "*morosità e sospensione*"). Il tema della vulnerabilità, infine, ha interessato il 5% delle richieste (-4,5 p.p. rispetto al 2024).

Si conferma anche nel 2025 il dato relativo alla tipologia di soggetto che ha trasmesso le richieste di informazioni nei settori energetici: l'86%, infatti, è riconducibile ai clienti finali senza l'ausilio di delegati. Il comparto domestico ha riguardato il 71% delle richieste in esame, mentre il canale principalmente utilizzato è stato l'e-mail (52%).

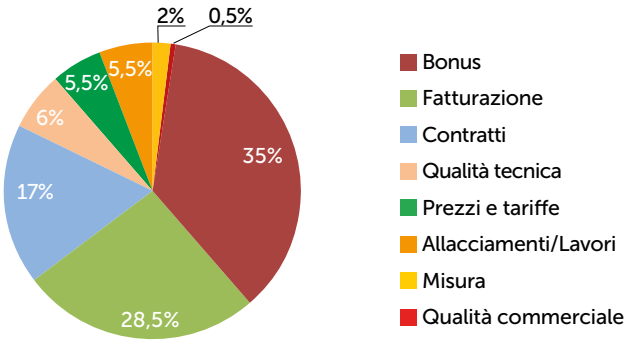
FIG. 10.2 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settori energetici – 2025*

Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

I dati sopra riportati si registrano anche per il settore idrico (Fig. 10.3). Il "*bonus sociale*" infatti rappresenta l'argomento principale delle richieste di informazioni con il 35% (-2 p.p. rispetto al 2024), che hanno interessato, nella maggior parte dei casi, il meccanismo di riconoscimento automatico; a seguire, "*fatturazione*" (28,5%, +0,5 p.p. rispetto al 2024) e "*contratti*" (17%, +4 p.p.).

Anche nel settore idrico sono stati principalmente gli utenti senza delegati a presentare le richieste (85%). Rispetto all'energia, risulta ancora più marcata la prevalenza del comparto domestico, al quale è riconducibile l'83% delle richieste, mentre il canale più utilizzato per l'invio è rappresentato dalla e-mail (40%).

FIG. 10.3 *Principali argomenti delle richieste di informazioni gestite dallo Sportello, settore idrico – 2025*



Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

Guardando, infine, agli altri settori regolati, diversi da quelli sopra citati, le 525 richieste di informazioni relative al settore dei rifiuti del 2025 (95 nel 2024) hanno interessato nel 61% dei casi la tematica del "*bonus sociale*", mentre le 72 richieste relative al telecalore (79 nel 2024) hanno riguardato in più di un caso su due la "*trasparenza del servizio*".

Ulteriori elementi di dettaglio sui settori idrico, del telecalore e dei rifiuti sono riportati nel successivo sottoparagrafo *Reclami, istanze e segnalazioni nei settori idrico, teleriscaldamento e rifiuti*.

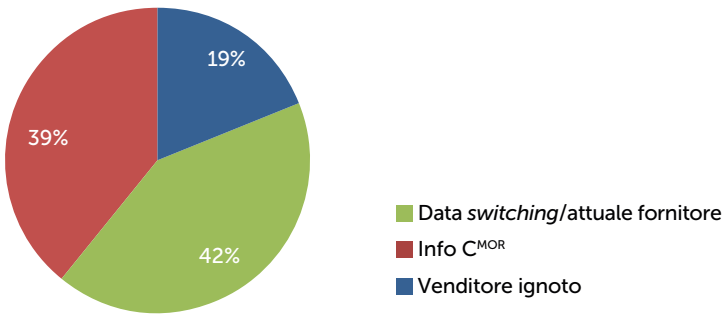
Procedure speciali informative energia

Lo Sportello, nell'ambito dell'attività di informazione a beneficio dei clienti finali dei settori energetici, gestisce le procedure speciali informative, per mezzo delle quali, mediante la consultazione di banche dati centralizzate (Sistema informativo integrato (SII), Sistema indennitario), su richiesta del cliente finale, si possono fornire le seguenti informazioni: il nominativo della controparte commerciale del contratto di cui si intende richiedere la voltura (per il settore gas), il nominativo dell'attuale controparte commerciale con la data di *switching* e, riguardo al C^{MOR}, il nominativo del venditore che ha richiesto l'applicazione di tale corrispettivo, i contenuti minimi della richiesta di indennizzo previsti dalla regolazione e le informazioni relative all'eventuale stato di sospensione o annullamento dell'indennizzo medesimo.

Le istanze scritte che hanno comportato l'attivazione di una delle procedure speciali informative sopra descritte ammontano, nel 2025, a 42.044 (-18% rispetto al 2024) e hanno riguardato nel 60,5% dei casi il settore elettrico, nel 31,5% il gas e nell'8% entrambi i settori.

Come riportato nella figura 10.4, la procedura più utilizzata è stata quella in tema di *switching* e nominativo della controparte commerciale con una quota pari al 42% (-8 p.p. rispetto al 2024), seguita dalla procedura in tema C^{MOR} con il 39% (+12 p.p.) e da quella relativa al venditore ignoto per la voltura con il 19% (-4 p.p.). Anche nel 2025, la procedura speciale relativa al C^{MOR} ha fatto registrare, da un anno all'altro, l'incremento maggiore sia in termini percentuali (+20%) che in valori assoluti (+2.804 richieste).

FIG. 10.4 *Richieste di attivazione di procedure speciali informative ricevute dallo Sportello – 2025*



Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

I tempi medi (in giorni lavorativi) per la gestione delle procedure speciali in argomento da parte dello Sportello si confermano ben al di sotto dei tempi massimi fissati dalla regolazione, come indicato nella tavola 10.8. Rispetto al 2024, inoltre, si registra anche un ulteriore miglioramento per la procedura in tema C^{MOR} (da 4 a 2 giorni), mentre il dato risulta costante riguardo alle altre due procedure.

TAV. 10.8 *Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali informative – 2025*

PROCEDURE SPECIALI INFORMATIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLO	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLO (*)
Venditore ignoto	7	2
Info C^{MOR}	7	2
Data switching/attuale fornitore	5	2

(*) Contabilizzati dalla data di ricezione della richiesta del cliente.

Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

Nel 2025, si confermano, infine, i dati del 2024 riguardo ai clienti e alle modalità di attivazione: nel 79% dei casi i clienti erano domestici, l'81% di istanze è stato inviato dai clienti senza l'ausilio di delegati, e il Portale Sportello ha rappresentato il canale di accesso in poco più di un caso su due.

Sportello per il consumatore: ulteriori attività di tutela dei consumatori

Settori energia e ambiente

Le segnalazioni inviate dai clienti e utenti dei settori regolati ammontano, nel 2025, a 574 (41 nel 2024), di cui 225 relative al settore gas, 186 al settore idrico e 163 relative al settore dei rifiuti. Tali segnalazioni, scritte e documentate, possono essere inviate allo Sportello qualora l'istante valuti un disservizio come rilevante o ritenga che possa sussistere una presunta criticità della regolazione; non comportano un riscontro scritto ma possono essere oggetto di puntuali approfondimenti, anche con gli operatori o gestori interessati, per gli eventuali seguiti di competenza dell'Autorità. Si differenziano, pertanto, dalle controversie individuali, per le quali sono disponibili gli strumenti descritti nel presente Capitolo.

Sempre in una prospettiva trasversale (settori energetici e idrico), nel 2025 sono pervenute altresì 75 istanze scritte attinenti alla regolazione dell'Autorità a tutela delle popolazioni colpite da eventi calamitosi (146 nel 2024), di cui 69 (quasi tutte per il settore elettrico) relative agli eventi sismici del Centro Italia e Ischia interessati dalla proroga delle agevolazioni tariffarie e 6 riguardanti gli eventi alluvionali verificatisi in Emilia-Romagna e Toscana. Tali istanze, tendenzialmente riferibili alle medesime tematiche già registrate nel 2024 (fra le quali, la rateizzazione a seguito di sospensione della fatturazione e la sospensione dei termini di pagamento), sono riscontrate dallo Sportello con informazioni sulla regolazione applicabile e possono comportare specifici approfondimenti con gli esercenti coinvolti, al fine di meglio chiarire la fattispecie e consentire la risoluzione della problematica lamentata dal cliente o utente finale, nonché, in alcune circostanze, avviare le opportune azioni di *enforcement* di competenza.

Infine, l'help desk dello Sportello, riservato alle associazioni dei consumatori e delle piccole e medie imprese per una consulenza qualificata sulla regolazione dell'Autorità, ha fatto registrare complessivamente 13 richieste, nella quasi totalità afferenti ai settori energetici.

Settori energia

Come già rappresentato nella precedente *Relazione Annuale*, l'Autorità, anche tramite lo Sportello, sulla base di quanto evidenziato dai clienti finali nelle istanze scritte (e nelle richieste telefoniche) con riferimento a presunti comportamenti non conformi alla regolazione aventi carattere di sistematicità, di portata generale e/o riferite a situazioni aventi carattere d'urgenza, effettua specifici approfondimenti mediante richieste di informazioni agli operatori interessati, per i seguiti di competenza, fatta salva l'eventuale adozione, da parte degli operatori interessati, di azioni correttive.

Nei settori energetici, in particolare, nel 2025 è proseguito il monitoraggio riguardo all'applicazione delle disposizioni regolatorie sul "fine tutela" (cessazione delle tutele di prezzo), con particolare riferimento alla regolazione per i clienti vulnerabili e all'attivazione del servizio a tutele graduali, ed è stato attivato un ulteriore monitoraggio sull'attuazione della regolazione sulla nuova bolletta, anche al fine di intercettare eventuali esigenze di chiarimento interpretativo/applicativo, che ha comportato, in particolare, l'analisi puntuale di circa 15 casi.

Inoltre, è stata avviata una puntuale attività di approfondimento su alcune casistiche, oggetto di regolazione, emerse nell'ambito della gestione degli strumenti di tutela rendicontati in questo *Capitolo* e, in particolare, su morosità e C^{MOR}, *switching back* e oneri di recesso anticipato *lato vendita* e interruzioni, connessioni temporanee e puntualità degli appuntamenti *lato distribuzione*, per un totale di circa 30 casi.

Nel 2025 è, altresì, proseguita l'attività di verifica semestrale circa il corretto adempimento della regolazione in tema di fatturazione del C^{MOR} da parte dei venditori, per quel che concerne sia l'evidenza del corrispettivo in fattura, sia la sua descrizione. Per il periodo compreso fra il 1° giugno 2024 e il 30 giugno 2025, sono state analizzate 188 istanze (per circa 2/3 afferenti al secondo semestre 2024), per un totale di 66 operatori che, a seguito della graduale attività di *moral suasion* intrapresa, hanno provveduto ad adeguare le modalità di fatturazione alle prescrizioni previste dalla regolazione vigente.

Lo Sportello ha anche ricevuto e lavorato, nel 2025, 88.673 moduli (-11% rispetto al 2024), inviati dai clienti indiretti del settore gas ai fini del riconoscimento del bonus sociale per disagio economico, ai fini della successiva trasmissione al SII per i seguiti di competenza (si veda, al riguardo, il successivo paragrafo "*Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico*").

In aumento, infine, le istanze scritte del 2025 che hanno comportato un riscontro, da parte dello Sportello, di non competenza (1.084 casi, contro i circa 700 del 2024). Come per l'anno precedente, tali istanze hanno riguardato soprattutto controversie attinenti a rapporti fra privati o problematiche fiscali e tributarie; ove possibile, lo Sportello ha segnalato al cliente il soggetto competente per la gestione della richiesta.

Settori ambiente

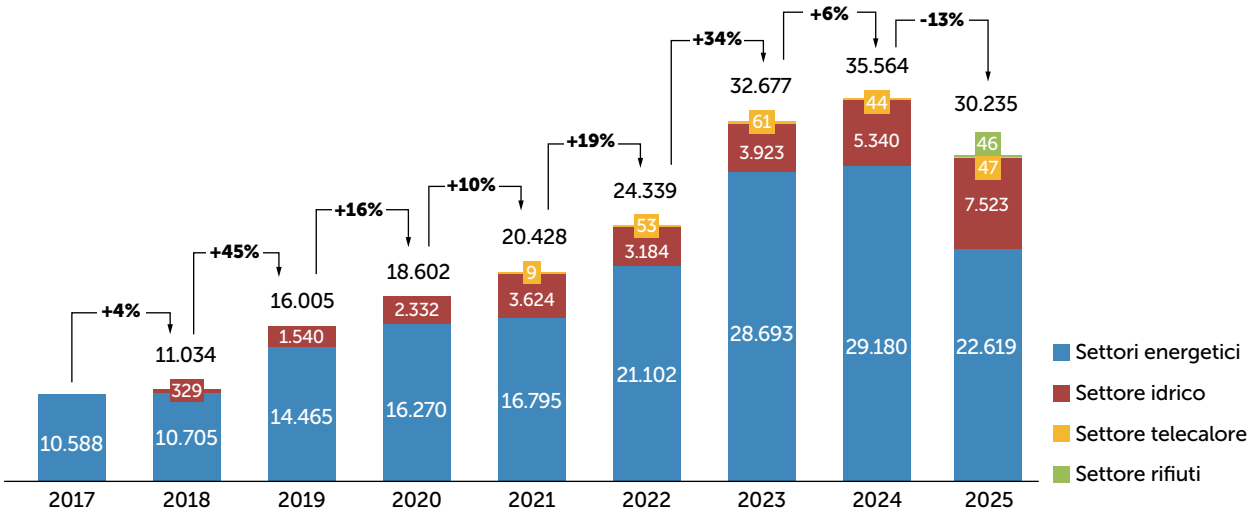
Sulla base del monitoraggio svolto dallo Sportello, ammontano a 934 le istanze scritte relative al settore idrico classificate come reclami e meritevoli di approfondimento da parte dell'Autorità, anche attraverso interlocuzioni dirette con i gestori. Di queste, 140 hanno riguardato richieste di intervento collettive o evidenti casi di mancata applicazione delle disposizioni regolatorie da parte dei gestori del servizio idrico.

Ulteriori elementi di dettaglio sui settori idrico, del telecalore e dei rifiuti sono riportati nel successivo sottoparagrafo *Reclami, istanze e segnalazioni nei settori idrico, teleriscaldamento e rifiuti.*

Il Servizio Conciliazione dell'Autorità

Le domande ricevute dal Servizio Conciliazione nel 2025 ammontano a 30.235 (120,5 domande per giorno lavorativo di media a fronte di 136,2 nel 2024), in calo del 13% rispetto al 2024, in termini di variazione su base annua (Fig. 10.5). L'andamento non è omogeneo nei vari settori: il calo riguarda, infatti, i soli settori energetici, sia in termini percentuali (-22%) sia in valori assoluti (-6.561 domande rispetto al 2024). Un importante incremento di domande (+41%, in termini assoluti si tratta di 2.183 domande) ha, invece, contraddistinto il settore idrico, mentre i numeri sono più contenuti nel settore del telecalore (+7% rispetto al 2024, +3 domande in termini assoluti) e nel settore dei rifiuti (46 domande). Occorre comunque tenere conto del fatto che, in tale ultimo ambito, lo strumento è concretamente utilizzabile da poco tempo e precisamente a far data dal 1° ottobre 2025.

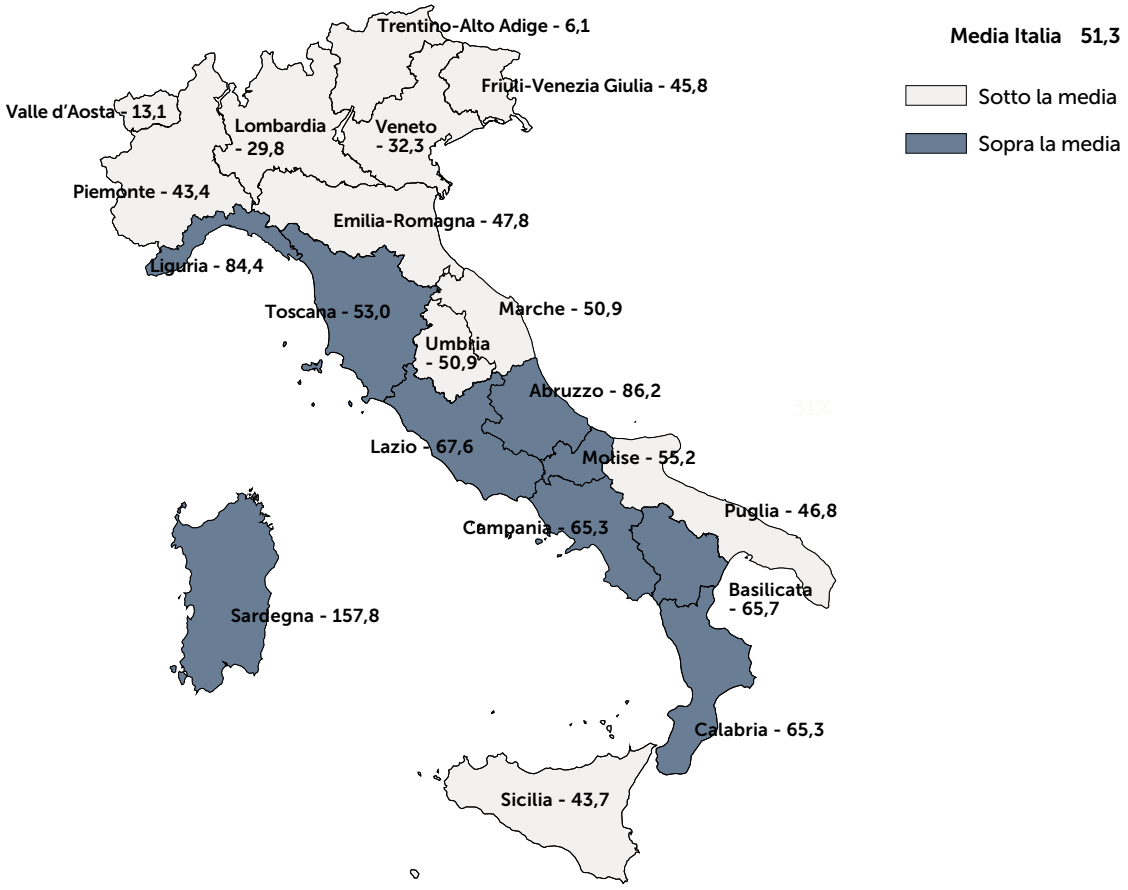
FIG. 10.5 *Domande presentate al Servizio Conciliazione (2017 - 2025)*



Fonte: Servizio Conciliazione.

Per quanto riguarda la distribuzione territoriale delle domande di conciliazione, l'indice regionale per il 2025 (Fig. 10.6) – dato dal rapporto fra numero di domande per tutti i settori ogni 100.000 abitanti e popolazione residente per regione – fa emergere la netta prevalenza della Sardegna, che presenta un dato di 157,8. A seguire, con valori superiori a 80, l'Abruzzo (86,2) e la Liguria (84,4). Il valore medio nazionale, per il 2025, è pari a 51,3 e sopra di esso si collocano complessivamente 9 regioni.

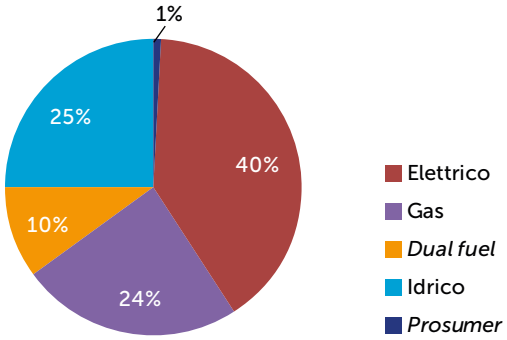
FIG. 10.6 *Indice regionale domande ricevute dal Servizio Conciliazione – 2025*



Fonte: Servizio Conciliazione.

Quanto ai singoli settori (Fig. 10.7), primeggia, come nel 2024, il settore elettrico, con una quota pari al 40% (12.027 domande). Seguono l'idrico con il 25% (+10 p.p. rispetto al 2024, 7.523 domande) e il gas con il 24% (-9 p.p., 7.450 domande). I clienti *dual fuel* hanno presentato 2.920 domande, pari al 10% del totale (-1 p.p.) mentre ai *prosumer* (soggetti al contempo produttori e consumatori di energia elettrica) sono riconducibili 222 domande (217 nel 2024). Come sopra anticipato, infine, le domande afferenti al telecalore sono state 47 (44 nel 2024) mentre quelle relative al settore dei rifiuti si sono attestate a 46.

FIG. 10.7 *Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per settore – 2025*



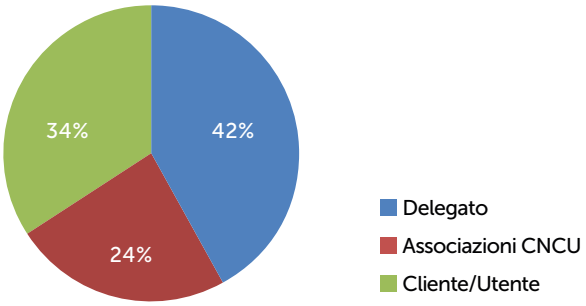
Fonte: Servizio Conciliazione.

Nel 2025 (Fig. 10.8) si attestano al 42% le domande (pari a 12.794 domande, +4 p.p. rispetto al 2024) presentate al Servizio Conciliazione da delegati, per conto di clienti o utenti finali, diversi dalle associazioni dei consumatori appartenenti al Consiglio Nazionale dei Consumatori e degli Utenti (CNCU). Il dato riferito a tali associazioni evidenzia una flessione di 5 p.p. rispetto all'anno precedente (24%, pari a 7.201 domande), mentre ai clienti o utenti "in via diretta" (ossia senza l'ausilio di delegati) è riconducibile il 34% di domande (+1 p.p.). In più del 65% dei casi, dunque, il Servizio Conciliazione è stato adito da soggetti diversi dai titolari delle forniture o utenze interessati dalle controversie con gli esercenti.

Analizzando nel dettaglio la tipologia di delegati diversi dalle associazioni consumeristiche, emerge, come nel 2024, la prevalenza degli avvocati sul totale, per una quota pari al 67% (+4 p.p. rispetto al 2024). Va invece ravvisata la riduzione di 3 p.p. delle domande presentate da delegati non professionali (parenti, amici, ecc.), che sono pari al 26%. Il 5%, infine, è stato presentato da associazioni dei consumatori non facenti parte del CNCU, mentre il 2% da associazioni di altro genere. Le domande presentate dai delegati non associativi hanno interessato, anche nel 2025, il comparto domestico per circa due terzi e il settore elettrico è stato quello che ha totalizzato il maggior numero di domande (oltre 5.400).

Prendendo in esame, invece, le sole domande presentate da clienti o utenti finali senza l'ausilio di delegati (10.227), il 78% di esse è ascrivibile alle persone fisiche titolari del punto o dell'utenza (-1 p.p. rispetto al 2024), mentre i rappresentanti delle piccole e medie imprese totalizzano il 17% (-1 p.p.). Il 4% di tali domande, invece, è riconducibile agli amministratori di condominio (oltre 50 domande in più rispetto all'anno precedente). Il comparto domestico e il settore elettrico si confermano prevalenti anche con riferimento alle domande presentate da tali attivanti, facendo totalizzare, rispettivamente, oltre 4.200 domande e una quota pari a poco più del 41% del totale.

FIG. 10.8 *Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per attivante – 2025*



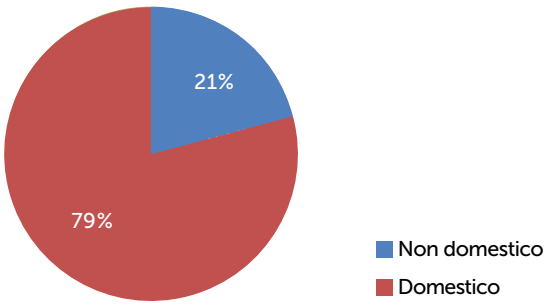
Fonte: Servizio Conciliazione.

Nel 2025 l'età media degli attivanti è leggermente aumentata rispetto a quella dell'anno precedente: i delegati, infatti, risultano collocabili nella fascia 48-52 anni (43-47 anni nel 2024); per i clienti o utenti finali titolari della fornitura, invece, la distribuzione è più frammentata.

Si conferma, altresì, il dato relativo alle modalità di accesso alla piattaforma telematica del Servizio Conciliazione: il 94% delle domande è stato presentato mediante *computer* (fisso o portatile, -1 p.p. rispetto al 2024) e il 6% tramite dispositivi mobili (*tablet*, *smartphone*) nonché *app* (+1 p.p. rispetto al 2024). Il 93% degli accessi degli attivanti alla piattaforma è avvenuto con utenza SPID, mentre l'utilizzo della CIE risulta limitato al 7% delle domande.

Come riportato nella figura 10.9, in linea con quanto emerso nel 2024, il 79% delle domande ha riguardato il comparto domestico, a fronte del 21% relativo al non domestico. Considerando le sole domande afferenti ai clienti o utenti finali domestici, il settore elettrico risulta maggioritario con il 33% delle domande (come nel 2024), mentre il gas totalizza il 28% (-10 p.p.), con ciò invertendosi l'ordine di prevalenza invece registrato nel 2024 (quando il gas aveva sopravanzato l'elettrico di 5 p.p.) Prevale, infine, il settore elettrico anche per le domande dei clienti non domestici (64%, -7% rispetto al 2024).

FIG. 10.9 *Domande ricevute dal Servizio Conciliazione per tipologia di cliente o utente finale – 2025*



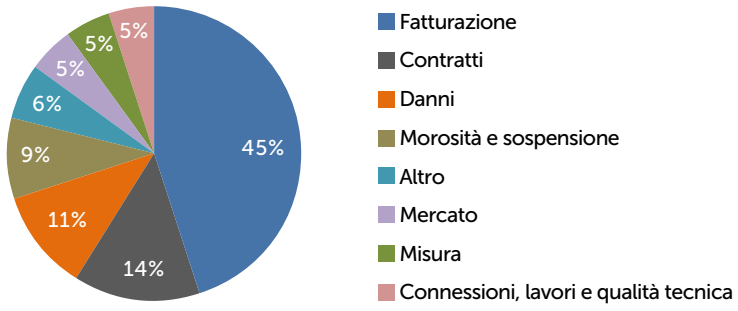
Fonte: Servizio Conciliazione.

Riguardo agli argomenti delle 22.619 domande di conciliazione per i settori energetici del 2025, tenuto conto di quanto dichiarato dagli attivanti, si confermano come prevalenti gli stessi tre temi già rilevati per il 2024 (Fig. 10.10). In particolare, la "*fatturazione*" ha interessato il 45% delle domande (+1 p.p. rispetto al 2024), i "*contratti*" si attestano al 14% (-10 p.p.), mentre i "*danni*", ossia le richieste di risarcimento connesse con un disservizio, totalizzano l'11% (+3 p.p.).

In continuità con il biennio precedente, la "*fatturazione*" rappresenta l'argomento prevalente anche rispetto al totale di domande relative al solo settore elettrico (39% di 12.027 domande, -2 p.p. rispetto al 2024) e considerando le 7.450 domande per il settore gas (57%, +8 p.p. rispetto all'annualità precedente). In entrambi i settori energetici si confermano come maggioritari i medesimi sub-argomenti emersi nel 2024, ossia "*consumi stimati errati*", "*ricalcoli*" e "*pagamenti/rimborsi*" (rispettivamente, il 28%, il 22% e il 22% nel settore dell'energia elettrica e il 38%, il 20% e il 17% nel settore gas). Nel 2025 "*volture e subentri*" rappresentano il principale sub-argomento delle domande sui "*contratti*": in particolare, tale sub-argomento ha interessato il 18% delle domande per il settore elettrico relative ai suddetti "*contratti*" (+2 p.p. rispetto al 2024) e il 23% di quelle relative al gas (+16 p.p.); a seguire, per il settore elettrico, "*recesso*" (18%), mentre, per il settore gas, "*modifiche unilaterali*" (23%).

Con riferimento, invece, alle 2.920 domande dei clienti *dual fuel* e alle 222 domande dei *prosumer*, emerge quanto segue: la prevalenza della "*fatturazione*" per le prime (37%, -1 p.p. rispetto al 2024), con sub-argomento "*pagamenti e rimborsi*" in circa un caso su quattro, e che oltre la metà delle domande dei *prosumer* afferiscono a "*connessioni, lavori e qualità tecnica*" (27%, +10 p.p. rispetto al 2024) e allo "*scambio sul posto*" (25%, -11 p.p.).

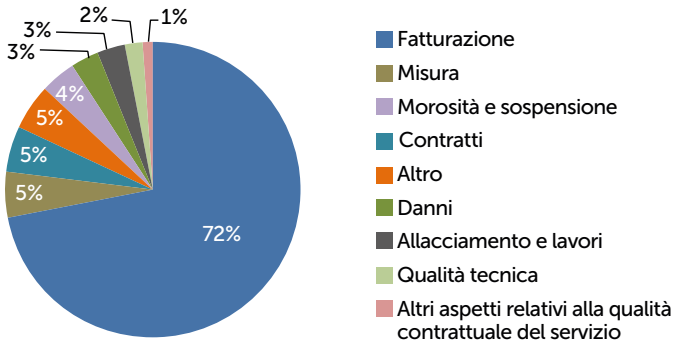
FIG. 10.10 *Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio Conciliazione nei settori energetici – 2025*



Fonte: Servizio Conciliazione.

Nel settore idrico (Fig. 10.11), la "*fatturazione*" si conferma quale argomento prevalente anche nel 2025 (72% su 7.523 domande, +2 p.p. rispetto al 2024). Gli altri argomenti fanno registrare valori percentuali di gran lunga inferiori: "*contratti*" e "*misura*" totalizzano infatti il 5% ciascuno (stessi dati del 2024 per "*contratti*" e -1 p.p. per "*misura*"). I "*consumi*" e gli "*importi per consumi risalenti a più di due anni*" si confermano come principali sub-argomenti della "*fatturazione*" con una quota, rispettivamente, del 33% e del 24%.

FIG. 10.11 *Argomenti delle controversie azionate dinanzi al Servizio Conciliazione nel settore idrico – 2025*



Fonte: Servizio Conciliazione.

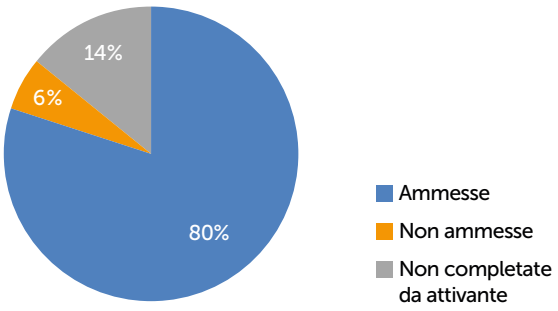
Riguardo alle 47 domande per il telecalore, nel 64% le stesse hanno avuto a oggetto la *"trasparenza del servizio"* (+30 p.p. rispetto al 2024), mentre il 13% è riconducibile alla voce *"morosità e sospensione"* e il 9% ad *"allacciamenti e lavori"*. Per il settore rifiuti, infine, il *"documento di riscossione"* rappresenta l'argomento principale delle 46 domande presentate nel 2025 (pari al 35% del totale); seguono, *"attivazione, variazione e cessazione del servizio"* e *"tariffa"*, con, rispettivamente, il 30% e il 28%.

Su 14.484 procedure avviate nel 2025 e concluse con accordo alla data di elaborazione del presente paragrafo, il valore della controversia è stato dichiarato in circa la metà di esse. Nel 68% dei casi (46% nel 2024 su un campione di domande superiore di circa 1.000 unità), tale valore è collocabile nella fascia da 0 a 1.000 euro, mentre, nell'89%, lo stesso non supera i 5.000 euro.

Come riportato nella figura 10.12, nel 2025 il tasso di ammissibilità delle domande presentate al Servizio Conciliazione si attesta all'80% (-2 p.p. rispetto al 2024). Nel 14% dei casi, invece, le domande non sono state completate dagli attivanti (+4 p.p. rispetto al 2024); nel 6%, infine, le domande non sono state ammesse per una delle cause previste dal TICO (-2 p.p. rispetto al 2024) con le seguenti principali motivazioni: 29% per mancato rispetto dei termini per presentare la domanda rispetto al reclamo all'esercente; 17% per mancata regolarizzazione della domanda per documentazione non idonea; 16% in cui la parte attivante risulta diversa dal titolare della fornitura. In tali casi, come è noto, è comunque possibile riproporre la domanda a seguito della sanatoria della causa di inammissibilità.

Combinando i dati sopra riportati con le diverse tipologie di attivanti, nel 2025 emerge quanto segue: le associazioni CNCU fanno registrare il 91% di domande ammesse su quelle presentate (-1 p.p. rispetto al 2024); i delegati diversi dalle associazioni si attestano all'81% (-1 p.p. rispetto all'annualità precedente), con percentuali differenti a seconda della tipologia di delegato (gli avvocati raggiungono l'83% di domande ammesse, mentre i delegati non professionali il 77%); i clienti o utenti non assistiti da delegati si attestano al 71% (-1 p.p. rispetto al 2024).

FIG. 10.12 *Andamento delle domande presentate al Servizio Conciliazione – 2025*

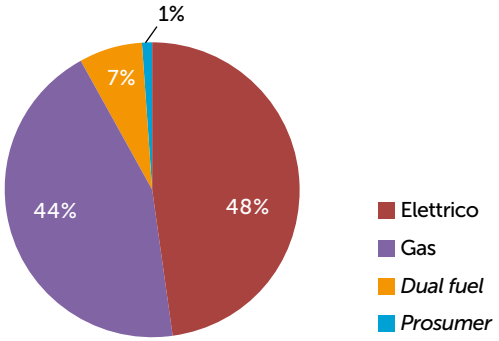


Fonte: Servizio Conciliazione.

Il tasso di partecipazione alle procedure convocate dinanzi al Servizio Conciliazione si conferma, come negli scorsi anni, molto vicino al 100%: tale valore, nel 2025, è infatti pari al 99,8%. Ciò tenuto conto dell'obbligo partecipativo alle procedure dinanzi al Servizio Conciliazione stabilito dall'Autorità per tutti gli operatori e i gestori dei settori energetici, idrico e del telecalore (la partecipazione è, a oggi, volontaria nel settore dei rifiuti, in virtù della disciplina transitoria in vigore dal 1° ottobre 2025 per gli strumenti di tutela individuale successivi al reclamo al gestore). Relativamente ai casi di mancata partecipazione, residuali e afferenti a operatori e gestori di piccole dimensioni e per un numero molto contenuto di procedure, gli stessi sono valutati nell'ambito dell'attività di monitoraggio ed *enforcement* dell'obbligo partecipativo, che ha portato all'adozione delle delibere di intimazione n. 46/2025/E/com e n. 463/2025/E/com citate a inizio Capitolo. Dal 2017 (ossia dalla data di entrata in vigore dell'obbligo partecipativo, a suo tempo per i soli settori energetici) al 31 dicembre 2025 sono state adottate tredici delibere di intimazione e, a seguito di perdurante inadempimento, otto provvedimenti di tipo sanzionatorio nei confronti di altrettanti operatori.

Considerando le circa 14.800 procedure con controparte il venditore di energia, in circa il 50% dei casi (42% nel 2024) quest'ultimo ha richiesto la convocazione del distributore territorialmente competente in qualità di ausilio tecnico. Nel 48% dei casi si è trattato del distributore di energia elettrica (-5 p.p. rispetto al 2024), a fronte del 44% (+4 p.p. rispetto al 2024) relativo al distributore del settore gas (Fig. 10.13).

FIG. 10.13 *Ripartizione dei casi di convocazione del distributore quale ausilio tecnico per settore – 2025*

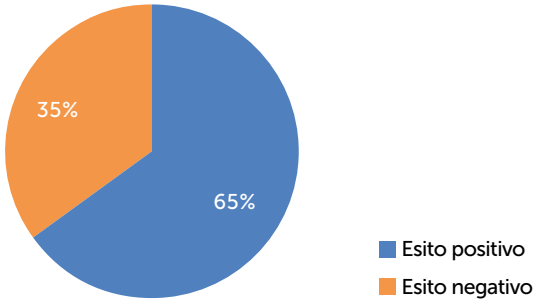


Fonte: Servizio Conciliazione.

Relativamente al tasso di accordo su procedure concluse dinanzi al Servizio (con riferimento alle domande presentate nel 2025), lo stesso (Fig. 10.14) si attesta al 65% (in aumento di 2 p.p. rispetto al 2024). Alla data di elaborazione del presente paragrafo, si registrano anche 571 procedure pendenti e 366 procedure archiviate per rinuncia della parte attivante (315 per i settori energetici, 49 per l'idrico, 1 per il telecalore ed 1 per il settore rifiuti). Guardando ai tre settori per maggior numero di domande, il tasso di accordo più alto si registra nel settore gas (74%, +11 p.p. rispetto al 2024), seguito dall'elettrico (60%, +1 p.p. rispetto al 2024) e dall'idrico (59%, -7 p.p. rispetto al 2024).

Guardando al tasso di accordo per tipologia di attivante, le associazioni CNCU confermano nel 2025 la percentuale più alta su procedure concluse (82%, +10 p.p. rispetto al 2024). I clienti o utenti "in via diretta" fanno, invece, registrare il 67% di accordi (+2 p.p.), mentre i delegati diversi dalle predette associazioni si attestano al 54% (come nel 2024), con percentuali differenti a seconda della tipologia di delegato (46% per gli avvocati e 71% per i delegati non professionali, rispettivamente -1 p.p. e +5 p.p. rispetto al 2024).

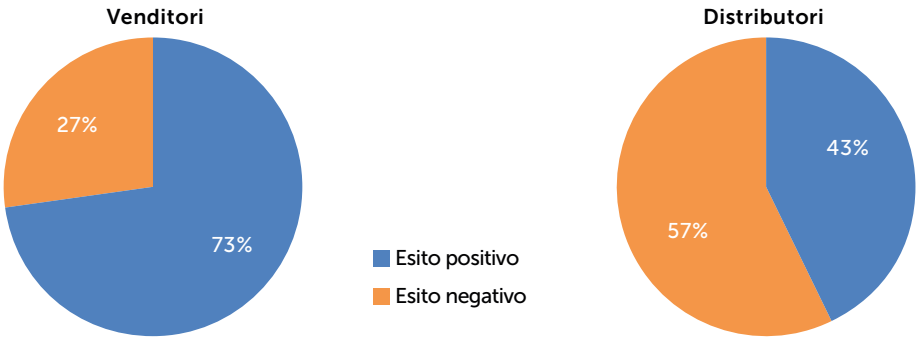
FIG. 10.14 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio Conciliazione – 2025*



Fonte: Servizio Conciliazione.

Considerando i soli settori energetici, si registra un diverso tasso di accordo a seconda della tipologia di esercente controparte delle procedure (Fig. 10.15). In particolare, nel 2025, al netto delle procedure pendenti di cui sopra, i venditori fanno registrare il 73% di accordi su procedure concluse, mentre i distributori si attestano al 43%, con un incremento, rispettivamente, di 7 p.p. e 11 p.p. rispetto al 2024.

FIG. 10.15 *Esiti delle procedure concluse presso il Servizio Conciliazione per operatore, settori energetici – 2025*



Fonte: Servizio Conciliazione.

Il tempo medio di conclusione delle procedure attivate nel 2025 è pari a 56 giorni (-1 giorno rispetto al 2024), decorrenti dalla data di presentazione della domanda completa.

Il valore della *compensation*, calcolato sugli accordi conclusivi delle procedure avviate nel 2025 (alla data di elaborazione del presente paragrafo), è pari a oltre 24 milioni di euro (corrispettivo economico, sotto forma di valore recuperato anche rispetto al valore della controversia oppure di rimborsi, indennizzi, ricalcolo di fatturazioni errate, rinuncia a spese e interessi moratori ecc., ottenuto complessivamente dai clienti o utenti che hanno sottoscritto i medesimi accordi, anche per mezzo di un delegato).

Si confermano, infine, i risultati positivi della *customer satisfaction* sull'utilizzo del Servizio Conciliazione (Fig. 10.16). Nel 2025, infatti, considerando 11.698 questionari compilati a chiusura delle procedure, il 96% degli attivanti ha espresso un giudizio complessivamente positivo (+1 p.p. rispetto al 2024), con percentuali variabili fra il livello "molto soddisfatto" (53%, -2 p.p. rispetto al 2024), il livello intermedio di soddisfazione "soddisfatto" (16%, +3 p.p.) e il livello "abbastanza soddisfatto" (27% come nel 2024). L'operato del conciliatore è stato valutato molto positivamente dal 65% degli attivanti di cui sopra (-2 p.p. rispetto al 2024).

FIG. 10.16 *Risultati della* customer satisfaction *per il Servizio Conciliazione – 2025*

	Molto soddisfatto (1)	*Soddisfatto (2)*	*Abbastanza soddisfatto (3)*	*Poco soddisfatto (4)*	*Per nulla soddisfatto (5)*
Totale	53%	16%	27%	2%	2%
Sintesi giudizio	96%			4%	
Guida al Servizio	49%	17%	31%	2%	1%
Modulistica	48%	18%	31%	2%	1%
Procedura di conciliazione	49%	17%	28%	3%	3%
Stanza virtuale	48%	18%	30%	3%	1%
Conciliatore	65%	13%	18%	2%	2%

Fonte: Servizio Conciliazione.

Elenco degli organismi ADR nei settori di competenza dell'Autorità

Nel corso del 2025, sono state svolte le consuete attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco degli organismi ADR (*Alternative Dispute Resolution*) dei settori di competenza dell'Autorità, ai sensi del Titolo II-bis della Parte V del Codice del consumo. La disciplina per l'iscrizione in Elenco e le modalità di svolgimento delle suddette attività è contenuta nell'allegato A alla delibera 17 dicembre 2015, n. 620/2015/E/com e s.m.i. (Disciplina).

Al 31 marzo 2026, risultano iscritti in Elenco, oltre al Servizio Conciliazione, 25 organismi ADR (Tav. 10.9), di cui 8 di conciliazione paritetica settoriali (basati su appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese), uno settoriale a rilevanza regionale e 16 organismi trasversali (quest'ultimi operano anche in settori diversi da quelli oggetto di iscrizione in Elenco), che hanno attestato il possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore ai sensi della Disciplina[4]; riguardo agli organismi trasversali, 15 sono organismi di mediazione (come tali, iscritti anche nel Registro degli organismi di mediazione civile e commerciale tenuto dal Ministero della giustizia). L'organismo a rilevanza regionale è competente per il solo settore idrico, mentre i restanti organismi sono tutti competenti per i settori dell'energia elettrica e del gas e 12 di essi (di cui 3 di conciliazione paritetica) risultano iscritti anche per il settore idrico. Infine, per 3 organismi (due dei quali di conciliazione paritetica), oltre ai settori energetici e idrico, si aggiunge il telecalore.

Nel corso del 2025, con determina del Direttore della Direzione Consumatori e Utenti del 30 aprile 2025, n. 1/2025-DICU è stato iscritto in Elenco ADR l'Organismo di conciliazione paritetica Poste Italiane – Associazioni dei consumatori, mentre, con determina n. 3/2025-DICU del 25 settembre 2025, ai sensi di quanto disposto dall'art. 5, comma 5.4, della Disciplina, in ragione del venir meno dei requisiti di formazione specialistica dei conciliatori e di trasparenza, sono stati cancellati dal suddetto Elenco tre organismi.

TAV. 10.9 *Organismi iscritti nell'Elenco ADR dell'Autorità al 31 marzo 2026*

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Servizio Conciliazione ARERA	18/12/2015 energia elettrica e gas; 01/07/2018 energia elettrica, gas e idrico; 01/07/2021 energia elettrica, gas, idrico, telecalore; 01/10/2025 energia elettrica, gas, idrico, telecalore e rifiuti
Organismo ADR Eni Plenitude Società Benefit – Associazioni di consumatori	11/01/2016 energia elettrica e gas

4 L'iscrizione nell'Elenco ADR dell'Autorità è subordinata all'attestazione del possesso, da parte dei conciliatori incaricati della risoluzione delle controversie relative ai settori di competenza dell'Autorità, nei quali l'Organismo intende operare, dei requisiti di formazione specifica in tali settori acquisita mediante la frequenza di corsi o seminari di durata non inferiore a quattordici ore e relativi aggiornamenti almeno biennali di durata non inferiore a dieci ore. L'Organismo è iscritto con riferimento ai settori per i quali sia stata attestata la predetta formazione specifica e soltanto i conciliatori con la specifica formazione potranno svolgere l'attività di incaricati della risoluzione delle controversie nei settori in argomento. Il requisito dell'aggiornamento formativo è assolto se il relativo corso o seminario è completato con esito positivo nel corso del quarto semestre solare successivo al semestre solare in cui si è svolta la precedente sessione di formazione o aggiornamento. Il mancato rispetto di quanto prescritto dal Codice del consumo e dalla Disciplina può costituire presupposto per l'avvio del procedimento di cancellazione dall'Elenco ADR dell'Autorità ai sensi dell'art. 5, comma 5.4, della Disciplina medesima.

ORGANISMO	DATA ISCRIZIONE E SETTORI
Organismo ADR Edison Energia – Associazioni dei consumatori CNCU	12/02/2016 energia elettrica e gas
Negoziazione paritetica Enel	03/03/2016 energia elettrica e gas
Istituto Nazionale per la Mediazione e l'Arbitrato INMEDIAR –Organismo di mediazione	03/02/2017 energia elettrica, gas e idrico
Organismo ADR A2A – Associazioni dei consumatori	24/02/2017 energia elettrica, gas e idrico; 04/03/2020 energia elettrica, gas, idrico e telecalore
Organismo ADR Acea – Associazioni dei consumatori	24/02/2017 energia elettrica, gas e idrico
S.P.F. Mediazione – Organismo di mediazione	12/06/2017 energia elettrica e gas
ADR Intesa – Organismo di mediazione (*)	12/06/2017 energia elettrica, gas e idrico
AccademiADR – Organismo di mediazione	03/11/2017 energia elettrica e gas; 08/08/2018 energia elettrica, gas e idrico
Organismo di conciliazione paritetica Iren – Associazioni C.N.C.U.	26/02/2018 energia elettrica, gas, idrico, e telecalore
Organismo ADR di conciliazione paritetica E.ON Energia/ Associazioni dei consumatori	12/04/2018 energia elettrica e gas
Conciliareonline.it/Onlineschlichter.it (*)	08/06/2018 energia elettrica e gas
Conciliando Med di Legal Professional Network – Organismo di mediazione	10/04/2019 energia elettrica e gas
Mediatori Professionisti Roma – Organismo di mediazione	08/05/2019 energia elettrica e gas
Resolvo – Organismo di mediazione (*)	13/12/2019 energia elettrica, gas e idrico
Conciliaconsumatori – Organismo di mediazione	23/04/2020 energia elettrica e gas; 28/07/2020 energia elettrica, gas e idrico
Facilita – Organizzazione indipendente per la gestione delle relazioni e dei gruppi – Società cooperativa – Organismo di mediazione	13/05/2020 energia elettrica e gas
Morris L. Ghezzi A.D.R. Organismo di mediazione	04/06/2020 energia elettrica, gas e idrico
A.D.R. Pro Gest Italia – Organismo di mediazione	15/09/2020 energia elettrica, gas e idrico
A.N.GE.C. Associazione Nazionale Gestione Conflitti – Organismo di mediazione	22/02/2021 energia elettrica e gas
Artes– Organismo di mediazione	25/03/2021 energia elettrica, gas e idrico
Organismo Conciliativo del Servizio Idrico Toscano	01/06/2021 idrico
ADR Conciliazione – Organismo di mediazione	27/04/2023 energia elettrica e del gas
Organismo di Conciliazione Concordia et Ius – Organismo di mediazione	29/06/2023 energia elettrica, gas, idrico e telecalore
Organismo di Conciliazione Paritetica Poste Italiane – Associazioni dei consumatori	30/04/2025 energia elettrica e gas

(*) Organismi iscritti in Elenco ai sensi dell'art. 7, comma 7.1, della Disciplina, "Organismi iscritti in altri Elenchi".

Fonte: ARERA.

Nel corso del 2025 è stata svolta, come di consueto, l'attività di monitoraggio in merito al rispetto del requisito della formazione specialistica da parte degli organismi ADR presenti in Elenco, ai sensi dell'art. 141-nonies, comma 2, del Codice del consumo. Tale attività ha riguardato, in particolare, l'obbligo in capo agli organismi di trasmissione all'Autorità dell'elenco dei conciliatori attivi, competenti nei settori oggetto di iscrizione, in possesso della citata formazione o del relativo aggiornamento (art. 3, comma 3.2, della Disciplina)[5], preposti alla gestione delle procedure ADR.

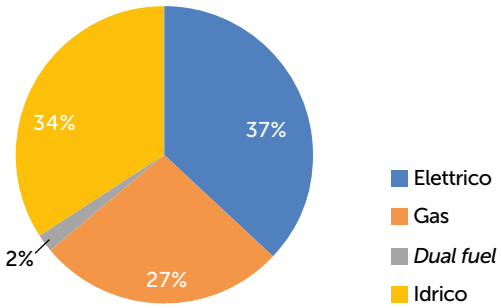
5 Tale obbligo si ritiene assolto attraverso la trasmissione, agli Uffici della Direzione Responsabile, dell'elenco dei conciliatori in argomento, con cadenza annuale.

Con riferimento, invece, all'attività di monitoraggio dell'andamento delle procedure ADR gestite dagli organismi iscritti in Elenco nel corso del 2025, i dati e le informazioni sono stati trasmessi tramite il format predisposto dai competenti Uffici dell'Autorità, che sintetizza quanto previsto dagli artt. 141-quater, comma 2 e 141-nonies, comma 4, del Codice del consumo. Gli organismi hanno, inoltre, l'obbligo di pubblicare le relazioni annuali sui propri siti internet (la *Relazione Annuale* del Servizio Conciliazione è pubblicata nel sito internet dell'Autorità e in quello dell'organismo, conciliazione.arera.it).

Alla data di elaborazione del presente paragrafo, tre organismi (trasversali) hanno comunicato di non aver ricevuto domande di conciliazione per l'anno 2025, mentre, sulla base delle informazioni trasmesse dagli altri organismi ADR (al netto dei sopraindicati Organismi e con l'esclusione del Servizio Conciliazione, per cui si rinvia al precedente paragrafo "*Il Servizio Conciliazione dell'Autorità*"), nel 2025 si registra una sensibile riduzione del numero totale delle domande ricevute rispetto all'anno precedente (-53%). Nello specifico, su un totale di 1.066 domande (2.300 nel 2024), 702 hanno riguardato controversie insorte nei settori elettrico, gas e per clienti *dual fuel* (a fronte delle 1.956 del 2024) e 364 hanno interessato il settore idrico (343 nel 2024); nessuna domanda afferente al settore del telecalore (1 nel 2024).

Nel 2025 (Fig. 10.17), il settore che ha fatto registrare il maggior numero di domande di conciliazione è il settore elettrico (37%), seguito dal settore idrico (34%) e dal settore del gas (27%).

FIG. 10.17 *Domande ricevute per settore – Organismi ADR (2025)*



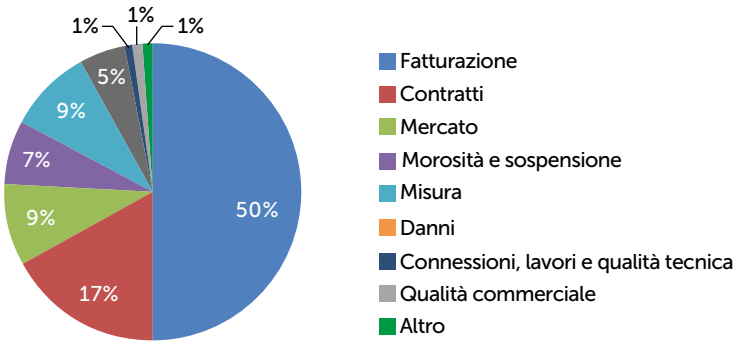
Fonte: *Relazioni Annuali* 2025 – Organismi ADR.

Il 72% delle domande presentate (82% nel 2024), per tutti i settori, è riconducibile agli organismi ADR di conciliazione paritetica: in particolare, a tali organismi è ascrivibile l'80% delle domande relative ai settori energetici e il 57% di quelle presentate per il settore idrico.

Con riferimento alla tipologia di attivante, nel 2025, nel 47% dei casi il cliente o utente finale si è avvalso di un delegato appartenente a un'associazione dei consumatori (44% nel 2024). Più nello specifico, tale percentuale riflette il volume delle domande ricevute dagli organismi di conciliazione paritetica, che, nella maggioranza dei casi, vengono presentate direttamente da un'associazione dei consumatori (64%); per quanto riguarda, invece, le domande presentate presso gli organismi trasversali, il cliente o utente finale, nel 53% dei casi, ha provveduto mediante accesso diretto alla procedura, mentre, nel 38% dei casi, si è avvalso di un delegato professionista diverso dalle associazioni medesime (es. avvocato o commercialista).

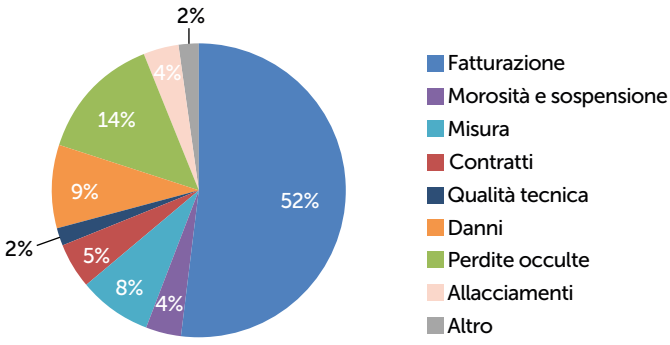
Riguardo agli argomenti delle controversie, la *"fatturazione"* si conferma quale argomento prevalente, sia nei settori energetici (50%, +25 p.p. rispetto al 2024) che nel settore idrico (52%; 58% nel 2024). Considerando gli ulteriori argomenti con percentuali pari o superiori al 5%, nei settori energetici (Fig. 10.18) emergono *"contratti"* (17%) e, con quote numericamente meno rilevanti, *"mercato"* (9%), *"misura"* (9%), *"morosità e sospensione"* (7%) e *"danni"* (5%); nel settore idrico (Fig. 10.19), si segnalano *"perdite occulte"* (14%), *"danni"* (9%), *"misura"* (8%) e *"contratti"* (5%).

FIG. 10.18 *Principali argomenti oggetto delle controversie, settori energetici – Organismi ADR (2025)*



Fonte: *Relazioni Annuali* 2025 – Organismi ADR.

FIG. 10.19 *Principali argomenti oggetto delle controversie, settore idrico – Organismi ADR (2025)*



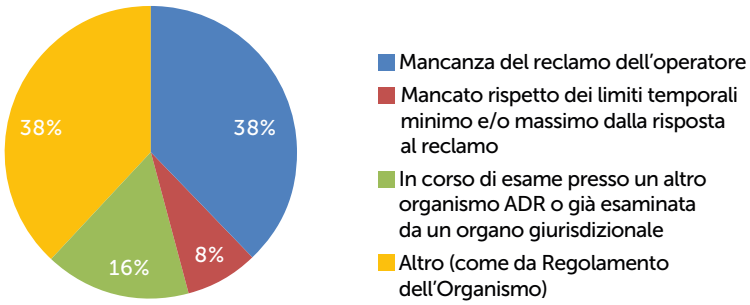
Fonte: *Relazioni Annuali* 2025 – Organismi ADR.

La percentuale delle domande ammesse, rispetto alle domande ricevute, si conferma elevata: su 1.066 domande ricevute dagli organismi iscritti in Elenco, il tasso di ammissibilità nel 2025 è pari all'87% (90% nel 2024, a fronte di 2.300 domande ricevute), con un lieve scarto, in termini percentuali, tra i singoli settori (in particolare, 92% per il gas, 88% per l'elettrico e 82% per l'idrico).

La quasi totalità degli organismi dichiara di aver adottato forme online di accesso alle procedure (piattaforma telematica).

Per quanto riguarda i casi di inammissibilità, comunicati da 5 organismi di conciliazione paritetica e dall'organismo settoriale a rilevanza regionale, oltre ai motivi di rifiuto standardizzati nel Codice del consumo, nelle relazioni annuali del 2025 emerge sia il dato relativo ai motivi previsti nei propri regolamenti che disciplinano l'attivazione e lo svolgimento delle procedure ADR, cui è riconducibile il 38% dei casi di inammissibilità, sia il dato relativo alla mancanza del reclamo preventivamente inviato all'esercente (anch'esso al 38%); seguono poi i casi di domanda duplicata oppure già sottoposta ad altro organismo ADR o al giudice (16%), e infine il mancato rispetto dei termini minimi e massimi rispetto al reclamo e all'eventuale risposta per la presentazione della domanda (8%), come riportato nella figura 10.20.

FIG. 10.20 *Principali motivi di inammissibilità delle domande – Organismi ADR (2025)*



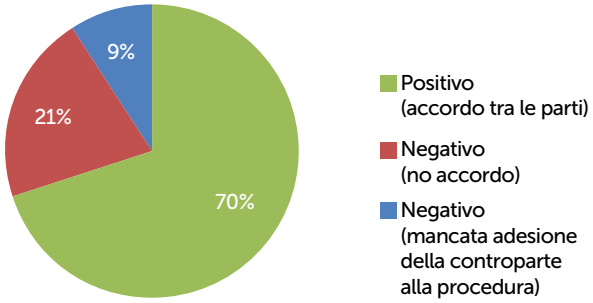
Fonte: *Relazioni Annuali* 2025 – Organismi ADR.

Le procedure scaturite dalle domande ammesse nel 2025, nell'85% dei casi, si sono concluse nel corso dello stesso anno (63% nel 2024); con riferimento al restante 15%, tali procedure risultano pendenti al 31 dicembre 2025 (14%) o interrotte (1%) nella quasi totalità dei casi per rinuncia del cliente o utente finale.

Sulla base dei dati e le informazioni ricevuti dagli organismi ADR iscritti in Elenco emerge un andamento positivo delle procedure di conciliazione (Fig. 10.21): nel 70% delle procedure concluse le parti hanno, infatti, raggiunto un accordo (64% nel 2024).

Tra le motivazioni di conclusione con esito negativo si registra anche una percentuale dovuta alla mancata adesione della controparte alla procedura, che ha interessato esclusivamente gli organismi ADR trasversali, differentemente da quanto accade per le procedure di conciliazione paritetica, alle quali l'operatore si obbliga a partecipare in virtù della sottoscrizione del Protocollo di intesa con le associazioni dei consumatori.

FIG. 10.21 *Esiti delle procedure concluse – Organismi ADR (2025)*



Fonte: *Relazioni Annuali* 2025 – Organismi ADR.

Guardando al totale delle procedure concluse per singolo settore, la quota maggiore di accordi è stata raggiunta dai clienti *dual fuel* (76%, -9 p.p. rispetto al 2024) e nel settore gas (76%, +6 p.p.), seguiti dal settore elettrico (66%, +10 p.p.); le procedure relative al settore idrico si sono concluse con un accordo nel 68% dei casi (+2 p.p.).

Nel 2025, gli accordi raggiunti sono da ricondurre per il 77% agli organismi ADR di conciliazione paritetica (83% nel 2024); per quest'ultimi, la quota percentuale di accordi sul totale delle procedure concluse da tali organismi è pari al 76%.

Infine, per quanto riguarda i tempi medi di conclusione delle procedure, nel 2025, come negli anni precedenti, si evidenzia una differenza a seconda che la procedura si sia conclusa con o senza accordo tra le parti. In media, le procedure si sono concluse in circa 64 giorni in caso di accordo (57 giorni nel 2024), mentre, in caso di mancato accordo, le stesse si sono chiuse in 59 giorni (rispetto ai 58 giorni del 2024). In tutti i casi esaminati, i termini previsti dal Codice del consumo (90 giorni prorogabili per un massimo di altri 90 giorni) risultano comunque rispettati.

Procedure speciali risolutive nei settori energetici

Analogamente a quanto rappresentato a proposito delle procedure speciali informative, anche per quelle risolutive lo Sportello accede a banche dati centralizzate per gestire istanze di clienti finali su tematiche specifiche e indicare le modalità per la soluzione della problematica, se del caso ricorrendo anche a richieste di informazioni agli operatori interessati.

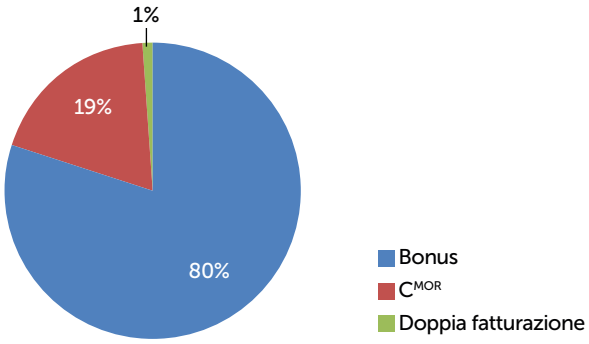
Nel 2025, si registrano complessivamente 13.679 istanze che hanno determinato l'attivazione di procedure speciali risolutive, in diminuzione del 21% rispetto al 2024. La procedura più utilizzata (Fig. 10.22) si conferma quella relativa al bonus sociale, con una quota pari all'80% (-2 p.p. rispetto al 2024). In un caso su tre la problematica occorsa ha interessato l'erogazione del medesimo bonus.

La procedura speciale relativa al C^{MOR}, avente a oggetto la verifica dei presupposti per l'eventuale annullamento dell'indennizzo, si attesta al 19%, con un incremento rispetto al 2024 di 2 p.p.

Le altre procedure, come anche rilevato nel 2024, fanno registrare volumi non significativi: quelle in tema di doppia fatturazione si attestano a circa l'1% del totale (come nel 2024), mentre la procedura ripristinatoria volontaria regolata dall'allegato A alla delibera 6 aprile 2017, n. 228/2017/R/com (attivabile a seguito di un reclamo per contratto contestato tenuto conto delle misure preventive disposte dal citato provvedimento), e quella connessa con la mancata erogazione dell'indennizzo automatico dovuto entro i termini massimi previsti dalla regolazione, sono state attivate, rispettivamente, 29 volte e 5 volte.

Nel 2025, si assiste inoltre a un ulteriore incremento del peso del settore elettrico sul totale: dal 49% del 2024 al 59% dello scorso anno, a fronte di una diminuzione di 8 p.p. del settore gas (22% contro il 30% del 2024). Negli altri casi la problematica ha interessato entrambi i settori o clienti *dual fuel*.

FIG. 10.22 *Richieste di attivazione di procedure speciali risolutive ricevute dallo Sportello – 2025*



Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

Riguardo al tempo medio di gestione complessiva delle *procedure speciali risolutive* da parte dello Sportello, nel 2025 si confermano i valori del 2024, a eccezione di quanto rilevato per la procedura in tema bonus, per cui si registra un aumento di 3 giorni lavorativi (per un totale di 20), e per quella relativa agli indennizzi, con 6 giorni in meno (10 vs 16). Si confermano i 14 giorni lavorativi impiegati in media per la chiusura dei casi in tema C^{MOR}.

TAV. 10.10 *Tempi di risposta alle richieste di attivazione di procedure speciali risolutive – 2025*

PROCEDURE SPECIALI RISOLUTIVE	LIVELLI SERVIZIO SPORTELLO (*)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI SPORTELLO (***)	TEMPI RISPOSTA OPERATORE (**)	GIORNI LAVORATIVI EFFETTIVI OPERATORE (***)	TEMPISTICA GESTIONE COMPLESSIVA
Bonus	10	3	20	17	20
C^{MOR}	10	4	10	10	14
Procedura ripristinatoria volontaria	10	7	-	-	7
Doppia fatturazione	10	5	10	14	19
Mancata erogazione indennizzo	10	4	10	6	10

(*) Livelli di servizio ex allegato A alla delibera n. 383/2016/E/com.

(**) Tempi di risposta ex allegato A alla delibera n. 383/2016/E/com.

(***) Contabilizzati dalla ricezione della richiesta del cliente. Nel caso della procedura ripristinatoria volontaria, sono contabilizzati dalla ricezione del rigetto da parte del venditore.

Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

Il comparto domestico è stato interessato dalle *procedure speciali risolutive* nel 94% dei casi e l'85% delle istanze è stato presentato da clienti finali senza l'ausilio di delegati. L'e-mail è risultata il canale principale per l'invio delle istanze (58%).

Reclami, istanze e segnalazioni nei settori idrico, rifiuti e telecalore

I reclami nel settore idrico

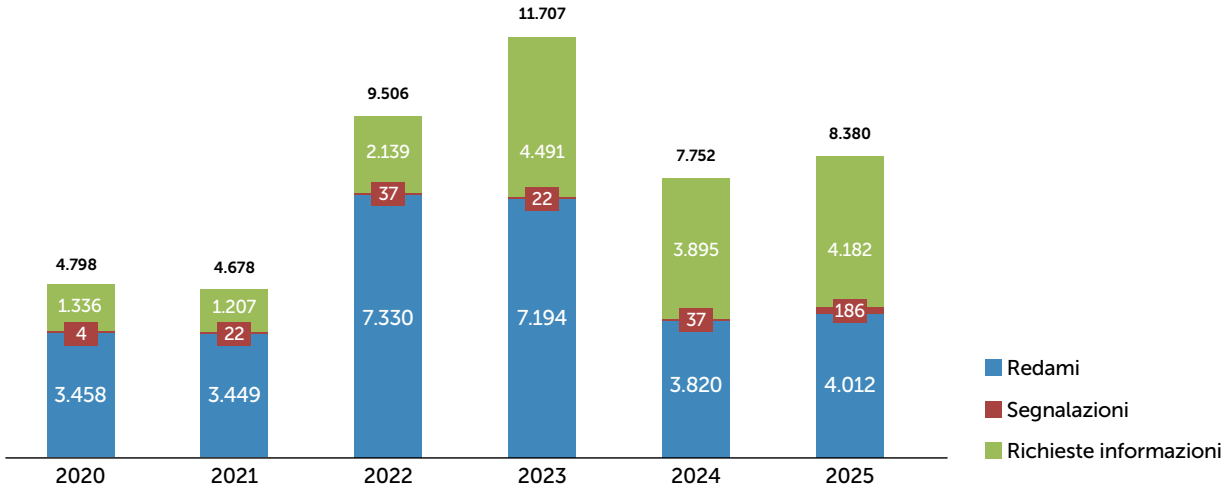
Nel 2025 sono stati complessivamente 8.380 i reclami, le richieste di informazioni e le segnalazioni scritte trasmesse all'Autorità dagli utenti del settore idrico. Le comunicazioni sono state gestite tramite lo Sportello per il consumatore Energia e Ambiente, che ha provveduto a classificarle e a fornire riscontro anche attraverso il supporto degli uffici dell'Autorità. Delle istanze scritte trasmesse, 4.012 sono state classificate come reclami scritti, 4.182 come richieste di informazioni e 186 come segnalazioni.

I dati relativi ai reclami per il 2025 si mantengono sostanzialmente in linea con quelli del 2024, anno in cui, è opportuno ricordare, tutti i gestori del settore idrico sono stati obbligati, in caso di controversie non risolte con il reclamo in prima istanza, a partecipare alle procedure attivate dagli utenti finali dinanzi al Servizio Conciliazione dell'Autorità. Sono escluse da tale disciplina le controversie relative ai reclami aventi a oggetto il bonus sociale idrico, che sono gestite direttamente dallo Sportello secondo le modalità disciplinate dall'allegato B alla delibera 1 febbraio 2018, n. 55/2018/E/idr (gestione dei reclami in seconda istanza).

A seguito dell'introduzione dell'obbligo partecipativo al Servizio Conciliazione, si è registrato un maggiore utilizzo dello strumento della "*segnalazione*" (+500% rispetto al 2024), il servizio messo a disposizione dall'Autorità tramite lo Sportello, mediante il quale inviare comunicazioni scritte su problematiche di carattere generale o

criticità reiterate, al fine di attivare gli uffici dell'Autorità, per le opportune attività di monitoraggio e le successive verifiche di competenza.

FIG. 10.23 *Trend istanze scritte trasmesse dagli utenti del settore idrico all'Autorità (2020-2025)*



Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

Nel 2025 il numero complessivo di reclami trasmessi all'Autorità è stato di 4.012 (Fig. 10.23) e il 77% di questi, pari a 3.078 reclami, ha avuto quale argomento il bonus sociale idrico (si veda al riguardo più diffusamente il paragrafo "*Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas e idrico*". Oltre al tema bonus, gli ulteriori 934 reclami hanno avuto quale argomento la "*qualità contrattuale del servizio*" (469, 12% del totale), in particolare con riferimento ai temi della "*fatturazione*" (323) e dei "*contratti*" (82); a seguire, i reclami hanno avuto quale argomento la qualità tecnica (313, di cui in 165 casi il tema legato alle interruzioni e in 109 casi alle perdite idriche) e, infine, la morosità (104) e tariffe (48).

TAV. 10.11 *Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami gestiti dallo Sportello per il settore idrico – 2025*

ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
Bonus	**3.078**	**77%**
Mancata erogazione – verifica corretta procedura	1.827	
Domande da validare – verifiche sul SII	657	
Requisiti – soglie ISEE	129	
Riconoscimento bonus Idrico – ritardo procedura	218	
Altro	247	
Qualità contrattuale del servizio	**469**	**12%**
Fatturazione	**323**	**69%**
Conguagli	105	

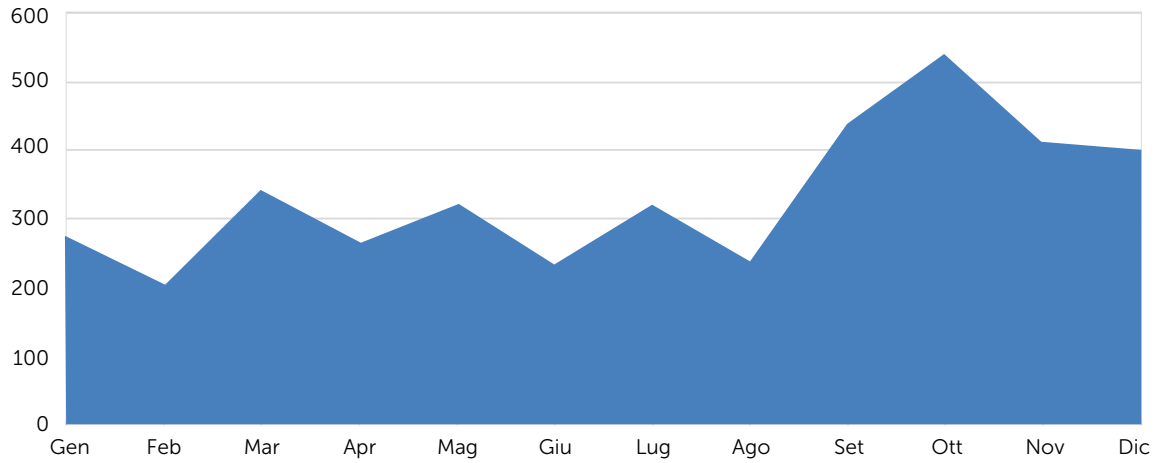
ARGOMENTO	TOTALE	VALORE (%) SU TOTALE (*)
Consumi	113	
Perdite occulte	36	
Prescrizione	31	
Periodicità – Invio bollette	13	
Rateizzazione	10	
Rimborsi	10	
Trasparenza bolletta	5	
Contratti	**82**	**17%**
Caratteristiche fornitura	31	
Voltura idrico	25	
Cessazione	9	
Condizioni contrattuali	7	
Indennizzi automatici	7	
Subentro	2	
Call center	1	
Allacciamenti/Lavori	**64**	**14%**
Lavori semplici-complessi	32	
Costi, preventivi e tempi	25	
Attivazione fornitura	7	
Qualità Tecnica	**313**	**8%**
Interruzioni	165	
Perdite idriche	109	
Livelli della pressione	36	
Distacchi – riduzione potenza	3	
Morosità	**104**	**2%**
Tariffe	**48**	**1%**
Tariffe	35	
Tariffa (TICSI)	6	
Depurazione	3	
Sisma	3	
Conguagli tariffari	1	
Totale	**4.012**	**100%**

(*) Valori percentuali dei macro-argomenti arrotondati per difetto.

Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

Nella successiva figura 10.24 viene data evidenza dell'andamento, su base mensile, del numero dei reclami trasmessi all'Autorità nel 2025. Da rilevare un notevole incremento dei reclami a partire dal mese di agosto 2025, per lo più riconducibile, come avvenuto anche nel 2024, al particolare periodo di siccità che ha determinato una grave carenza idrica soprattutto in alcune Regioni del sud Italia per diversi mesi.

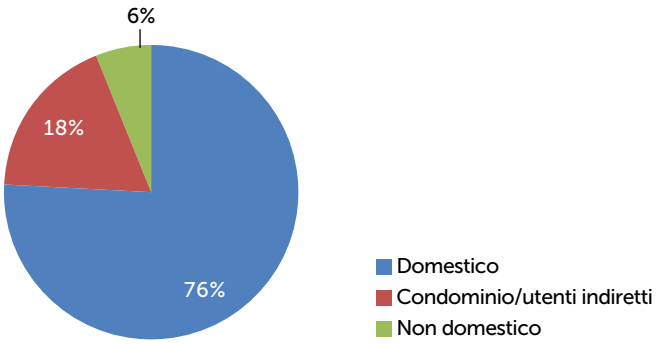
FIG. 10.24 *Andamento dei reclami trasmessi all'Autorità e gestiti dallo Sportello nel settore idrico – 2025*



Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

I reclami hanno interessato, nel 76% dei casi, utenze domestiche (residenti e non residenti), nel 18% utenze condominiali e nel restante 6% utenze non domestiche (Fig. 10.25); le istanze scritte sono state trasmesse prevalentemente via e-mail/PEC (72% del totale), per il 27% circa tramite Portale Sportello e le restanti tramite posta ordinaria e fax (circa 1%).

FIG. 10.25 *Reclami 2025 – Focus tipologia utenti finali*



Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

Delle 4.182 richieste di informazioni scritte trasmesse dagli utenti del settore idrico all'Autorità, come anche riportato nel precedente paragrafo "*Sportello per il consumatore: l'informazione ai clienti e utenti finali*", una parte ha avuto a oggetto il tema del bonus idrico (35%) e, a seguire, argomenti legati alla qualità contrattuale e tecnica del servizio (29% aggregando "*contratti*", "*qualità tecnica*", "*allacciamenti/lavori*" e "*qualità commerciale*"), alla

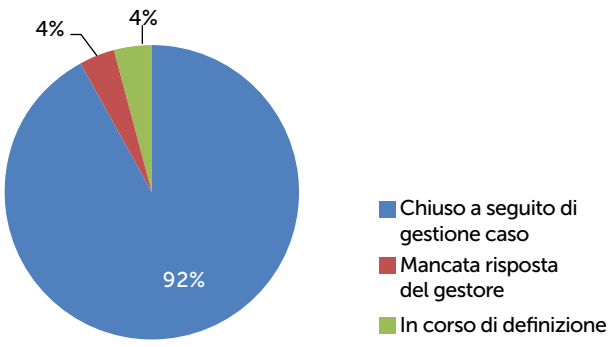
"*fatturazione*" (28,5%), alle tariffe applicate dai gestori (5,5%) e alla "*misura*" (2%). Anche per le richieste scritte di informazioni, l'Autorità ha previsto che lo Sportello predisponga una risposta scritta da fornire agli utenti contenente, in base all'argomento trattato, indicazioni sulla regolazione applicabile e sui possibili strumenti di tutela attivabili in caso di controversia con il proprio gestore.

Con riferimento alle 186 segnalazioni, raccolte tramite l'apposito servizio messo a disposizione dallo Sportello, l'Autorità ha monitorato le istanze che hanno avuto a oggetto presunti comportamenti non conformi alla regolazione, aventi carattere di sistematicità, di portata generale o riferiti a situazioni con carattere d'urgenza, effettuando specifici approfondimenti mediante richieste di informazioni ai gestori interessati. Questa tipologia di comunicazioni scritte ha per lo più interessato tematiche riguardanti "*prezzi e tariffe*" (77%), "*contratti*" (9%), "*fatturazione*" (7%), "*qualità tecnica*" e "*allacciamento lavori*" (7%).

In base alle segnalazioni e alla documentazione raccolta, l'Autorità ha avviato un'attività di monitoraggio nei confronti di diversi gestori del servizio idrico, per verificare il rispetto della regolazione e, ove necessario, intervenire tramite diffide finalizzate a sanare le condotte ritenute non conformi alle disposizioni regolatorie.

Con riferimento allo stato delle complessive 8.380 istanze scritte trasmesse dagli utenti nel 2025 (Fig. 10.26), si segnala che il 92% è stato definito e concluso a seguito di puntuale gestione da parte dello Sportello, anche mediante la diretta collaborazione con gli uffici dell'Autorità; il 4% è riferito a pratiche in fase di definizione alla data del 31 dicembre 2025 e l'ulteriore 4% riguarda pratiche per le quali i gestori non hanno fornito risposta entro i termini indicati dallo Sportello. Per questi ultimi casi, lo Sportello trasmette una specifica reportistica all'Autorità, che provvede a intimare formalmente l'adempimento da parte del gestore e a sanzionare nei casi di mancata ottemperanza agli obblighi informativi previsti.

FIG. 10.26 *Esito dell'attività di gestione delle istanze scritte nel settore idrico da parte dello Sportello – 2025*



Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

Nel 2025, gli uffici dell'Autorità hanno gestito direttamente circa 140 istanze scritte (Tav. 10.12), ritenute meritevoli di particolari approfondimenti poiché relative a richieste di intervento collettive o a evidenti casi di man-

cata applicazione delle disposizioni regolatorie da parte dei gestori del servizio idrico. Al fine di fornire riscontri puntuali e tempestivi, gli uffici dell'Autorità sono intervenuti nei confronti dei singoli gestori diffidando al rispetto della regolazione, coinvolgendo, ove necessario, gli enti di governo dell'ambito territorialmente competenti e trasmettendo gli esiti delle istruttorie svolte alle Direzioni tecniche per eventuali seguiti di competenza.

TAV. 10.12 *Argomenti relativi alle istanze scritte gestite direttamente dagli uffici dell'Autorità per il settore idrico – 2025*

ARGOMENTO	N. PRATICHE GESTITE DIRETTAMENTE
Qualità contrattuale	34
Qualità tecnica	31
Fatturazione	25
Prezzi e tariffe	25
Allacciamenti e lavori	14
Altro	9
Totale	**138**

Infine, nei confronti dei gestori che non hanno fornito riscontro alle richieste di informazioni trasmesse dallo Sportello e alle diffide trasmesse, l'Autorità è intervenuta con l'adozione di provvedimenti di intimazione ad adempiere; in particolare, nel corso del 2025, è stata adottata la delibera n. 211/2025/E/com, con la quale sono stati intimati 18 gestori al rispetto dell'obbligo di risposta; in caso di ulteriore mancato riscontro, potranno essere avviati i relativi procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori.

I reclami nel settore dei rifiuti

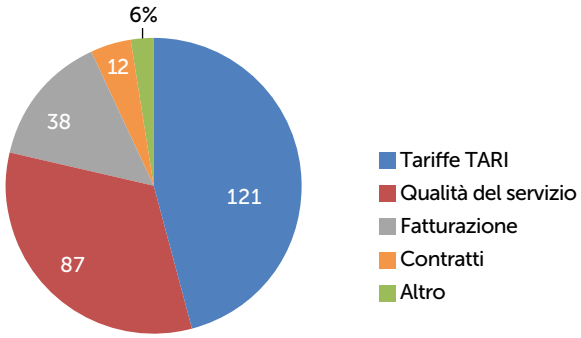
Con la delibera n. 574/2024/E/rif l'Autorità, ha adottato le prime disposizioni per l'estensione degli strumenti di informazione e di risoluzione di reclami e controversie gestiti mediante lo Sportello e il Servizio Conciliazione. In particolare, dal 1° aprile 2025, gli utenti del settore rifiuti possono usufruire dei servizi di *contact center*, segnalazioni e *Help desk* (quest'ultimo per gli sportelli accreditati delle associazioni dei consumatori e delle associazioni di categoria), erogati dallo Sportello. A partire dal 1° ottobre 2025, gli utenti del settore rifiuti possono inoltre scegliere, in caso di mancata soluzione della problematica per mezzo del reclamo al gestore, se inviare allo Sportello un reclamo di seconda istanza o, in alternativa, attivare il Servizio Conciliazione.

Dal 2025 l'Autorità ha, quindi, avviato tramite lo Sportello, una prima gestione delle istanze scritte trasmesse dagli utenti del settore rifiuti, con particolare riferimento a quelli aventi carattere generale o riguardati la possibile mancata applicazione delle disposizioni in tema di qualità contrattuale e tecnica del servizio.

Nel 2025 le comunicazioni scritte trasmesse dagli utenti finali all'Autorità sono state 797; di queste 101 sono state classificate come reclami, 525 come richieste di informazioni (di cui 25 con oggetto il tema bonus TARI), 163 come segnalazioni e 8 come non competenza. Tale dato mostra un incremento rilevante del numero dei reclami rispetto al dato 2024 (+167%) ed è strettamente correlato all'estensione operata dall'Autorità del sistema di tutele anche al settore dei rifiuti. Una maggiore consapevolezza delle disposizioni che regolano la qualità contrattuale del settore e una maggiore informazione, resa disponibile attraverso i servizi dello Sportello e il sito dell'Autorità, hanno consentito di intercettare le problematiche più ricorrenti e di gestirle anche attraverso gli strumenti di tutela messi a disposizione degli utenti.

I 264 reclami trasmessi all'Autorità hanno interessato, in particolare, temi quali le tariffe applicate dai gestori (121 istanze pari al 45% del totale) e la "*qualità del servizio*" (87 istanze pari al 24%).

FIG. 10.27 *Argomenti e sub-argomenti relativi ai reclami gestiti dallo Sportello per il settore rifiuti – 2025*



Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

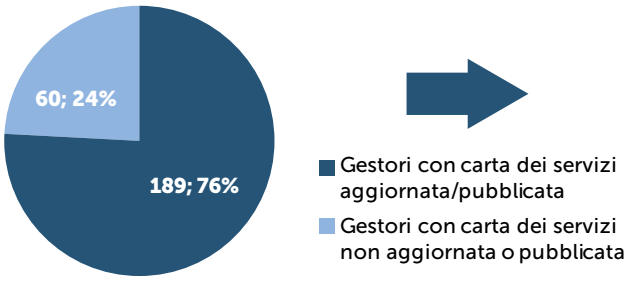
L'Autorità è anche intervenuta gestendo circa 60 delle suddette istanze (Tav. 10.13), attraverso specifiche richieste di informazioni e diffide trasmesse ai gestori, ai quali sono stati forniti chiarimenti e indicazioni circa la corretta modalità di applicazione delle disposizioni regolatorie. Nei confronti dei gestori che non hanno fornito riscontro alle richieste di informazioni o alle diffide trasmesse è prevista l'adozione di provvedimenti di intimazione ad adempiere, cui può far seguito, in caso di ulteriore mancato riscontro, l'avvio di procedimenti prescrittivi e/o sanzionatori.

TAV. 10.13 *Argomenti relativi alle istanze scritte gestite direttamente dagli Uffici dell'Autorità per il settore rifiuti – 2025*

ARGOMENTO	N. PRATICHE GESTITE DIRETTAMENTE
Tariffe	28
Qualità del servizio	17
Fatturazione	11
Altro	1
Totale	**57**

L'attività di monitoraggio dello Sportello ha interessato anche la pubblicazione della Carta dei servizi sui siti internet dei gestori, al fine di rilevarne l'aggiornamento con le disposizioni approvate dall'Autorità in materia di qualità contrattuale del servizio. Le verifiche, nel 2025, hanno riguardato, in particolare, la documentazione pubblicata dai 249 gestori destinatari delle istanze scritte trasmesse dagli utenti allo Sportello. Dal monitoraggio è emerso che il 76% del totale, pari a 189 gestori, ha pubblicato la Carta dei servizi aggiornata alle disposizioni dell'Autorità, mentre, nel restante 24% dei casi, pari a 60 gestori, la Carta dei servizi non è risultata pubblicata o aggiornata. A partire dal 2026, sono previste specifiche attività di sollecito e controllo sul rispetto, da parte dei gestori, dei requisiti minimi previsti dalla regolazione sulla trasparenza e sulla qualità contrattuale del servizio, anche con riferimento all'aggiornamento e pubblicazione della Carta dei servizi.

FIG. 10.28 *Focus gestori settore rifiuti – Carta dei servizi – Aggiornamento 2025*



REGIONI	N. GESTORI
Calabria	15
Piemonte	8
Sicilia	6

Fonte: Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

I reclami nel settore del telecalore

Il numero delle istanze scritte trasmesse dagli utenti del settore del telecalore nel 2025 ammonta a 72 e si è mantenuto costante rispetto ai volumi gestiti dallo Sportello nel 2024 (79). Nell'86% dei casi (62) le comunicazioni, per lo più richieste di informazioni, sono state trasmesse da utenti finali, mentre, per il restante 14% (10), l'invio è avvenuto tramite delegati. Gli utenti del telecalore hanno utilizzato principalmente il canale e-mail per l'invio delle richieste (58%) ricorrendo nel 41% al Portale dello Sportello e solo nell'1% dei casi a canali alternativi (posta ordinaria/fax).

Il 58% delle istanze scritte ha riguardato la trasparenza del servizio e, in particolare, i temi legati alla modalità di fatturazione e alle tariffe applicate dagli esercenti nel calcolo degli importi relativi ai consumi. Come per il settore idrico, anche per le istanze scritte del settore telecalore lo Sportello ha fornito un riscontro all'utente contenente informazioni generali sulla regolazione e, in una ventina di casi, anche indicazioni sulle modalità di attivazione delle procedure conciliative qualora, anche a seguito della risposta dell'esercente e delle informazioni ricevute, la controversia non abbia trovato soluzione.

Iniziative a favore dei clienti/utenti in disagio economico e in gravi condizioni di salute: bonus sociale elettrico, gas, idrico e rifiuti

Le attività di regolazione sui bonus sociali nel 2025 hanno avuto, come principali ambiti di intervento, da un lato, l'attuazione del decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19 per l'erogazione del *contributo straordinario 2025* previsto per i clienti domestici con valori dell'indicatore della situazione economica equivalente (ISEE) fino a 25.000 euro; dall'altro, le attività necessarie per l'avvio del nuovo *bonus sociale rifiuti* in attuazione del DPCM 21 gennaio 2025, n. 24, che ha stabilito i principi e i criteri per le agevolazioni tariffarie nel settore dei rifiuti urbani e ha affidato all'Autorità il compito di definirne le modalità applicative.

Bonus sociale elettrico e gas

Per l'anno 2025, l'erogazione dei bonus sociali per disagio economico ha riguardato i nuclei familiari con soglia ISEE inferiore o uguale a 9.530 euro e inferiore o uguale a 20.000 euro per i nuclei familiari con almeno 4 figli a carico[6]. In aggiunta all'erogazione del bonus sociale ordinario, il decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19[7], all'art. 1, comma 1, ha previsto, per il solo anno 2025, l'erogazione di un contributo straordinario del valore di 200 euro sulle forniture di energia elettrica dei clienti domestici con ISEE fino a 25.000 euro, come misura temporanea di sostegno economico per i nuclei familiari aventi diritto. Per dare pronta e immediata attuazione alla suddetta disposizione normativa, l'Autorità, con la delibera 27 marzo 2025, n. 132/2025/R/eel, ha definito le modalità applicative funzionali a consentire il riconoscimento del contributo straordinario ai clienti domestici per i quali era in corso di erogazione il bonus sociale elettrico, prevedendo, in particolare, che il contributo straordinario dovesse essere erogato unitamente al bonus, con riferimento al periodo di competenza dal 1° aprile 2025 al 31 luglio 2025.

Con la successiva delibera 1 aprile 2025, n. 144/2025/R/eel, l'Autorità ha definito le modalità operative per erogare l'agevolazione prevista dal Governo, da applicare sulle bollette elettriche relative all'anno 2025, per la platea dei beneficiari con ISEE superiore a 9.530 euro e fino a 25.000 euro compresi. Con la medesima delibera, nel rispetto di quanto previsto dal Regolamento (UE) 2016/679 (GDPR) e dalla normativa nazionale in materia di protezione dei dati, è stato previsto il trasferimento da INPS ad Acquirente Unico dei dati relativi ai clienti domestici interessati dal provvedimento, al fine di consentire al Gestore del Sistema informativo integrato (SII) di individuare, a decorrere dal mese di giugno 2025, i clienti titolari delle forniture elettriche aventi diritto al contributo straordinario, provvedere all'attivazione del medesimo e permettere ai venditori elettrici di riconoscere in fattura il contributo straordinario ai nuclei interessati, secondo le medesime modalità previste per il bonus sociale elettrico.

6 La soglia per l'accesso ai bonus sociali dal 1° gennaio 2026 è stata aggiornata a 9.796 euro, con la delibera 20 gennaio 2026, n. 2/2026/R/com recante "Aggiornamento dei valori soglia dell'ISEE per l'accesso ai bonus sociali elettrico, gas, idrico e rifiuti dal 1° gennaio 2026".

7 Il decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19 (c. d. "Decreto Bollette") convertito con modificazioni dalla legge 24 aprile 2025, n. 60.

Nel 2025 è stato garantito l'accesso alle procedure per il riconoscimento del bonus sociale ordinario, tramite la presentazione di una DSU (Dichiarazione Sostitutiva Unica), ai nuclei sotto la soglia ISEE di 9.530 euro, a oltre 4 milioni di famiglie. Si evidenzia che l'accesso al meccanismo non garantisce di per sé l'erogazione del bonus sociale, in quanto il SII è tenuto a effettuare i controlli sui requisiti tecnici di ammissibilità delle forniture elettriche e gas potenzialmente agevolabili. A questi si aggiungono 4,2 milioni di nuclei familiari con soglia ISEE superiore a 9.530 ma entro 25.000 euro che, come illustrato, hanno avuto accesso a un'agevolazione straordinaria per l'anno 2025.

Di seguito (Tav. 10.14) si riportano le soglie ISEE di accesso al bonus sociale ordinario e al contributo straordinario in vigore per l'anno 2025.

TAV. 10.14 *Configurazione delle soglie ISEE per accedere alle agevolazioni nel 2025*

TIPO AGEVOLAZIONE	SOGLIA ISEE (EURO)	SOGLIA ISEE (EURO) FAMIGLIE NUMEROSE
Bonus elettrico e gas	9.530	20.000
Contributo straordinario (elettrico)	25.000	25.000

Fonte: ARERA.

Rispetto all'anno precedente, i beneficiari appartenenti alla soglia ordinaria per l'ottenimento del bonus sociale (ISEE fino a 9.530 euro per i nuclei fino a 4 componenti e 20.000 euro per le famiglie numerose), sono in leggera diminuzione. Nel 2025 sono stati riconosciuti[8] complessivamente circa 2,7 milioni di bonus elettrici, cui devono però aggiungersi i 3,4 milioni di nuclei che hanno percepito il contributo di 200 euro e 1,6 milioni di bonus gas (si vedano in dettaglio i dati della tavola 10.15 e successive nel paragrafo *Evoluzione del numero di beneficiari di bonus sociale elettrico e gas per disagio economico*).

Nel corso dell'anno sono stati effettuati alcuni interventi e aggiornamenti procedurali per perfezionare i processi di erogazione automatica dei bonus sociali, in base anche alle problematiche emerse dall'analisi dei reclami inviati da clienti e utenti finali allo Sportello per il consumatore Energia e Ambiente. In particolare, l'Autorità ha proseguito con l'attuazione delle disposizioni contenute nella delibera che disciplina il meccanismo di riconoscimento automatico del bonus sociale (delibera 23 febbraio 2021, n. 63/2021/R/com), prevedendo, fra l'altro, la possibilità per il SII di riesaminare, quindi di rivalutare positivamente, una pratica di bonus, nei casi in cui le cause di mancata erogazione della compensazione non siano imputabili ai clienti finali. In tali casi l'erogazione del bonus non viene effettuata in bolletta, bensì mediante l'emissione di un bonifico domiciliato da ritirare presso gli uffici postali presenti sul territorio nazionale.

Con la delibera 4 marzo 2025, n. 71/2025/R/com, analogamente a quanto precedentemente disposto con la delibera 9 novembre 2021, n. 480/2021/A, l'Autorità ha dato disposizione ad Acquirente Unico (AU) di procedere

8 I dati 2025 relativi ai bonus sociali elettrici e gas riportati nei presenti paragrafi sono aggiornati alla data del 10 aprile 2026. I dati definitivi, non appena disponibili, verranno pubblicati nel rapporto redatto ai sensi dell'art. 1 comma 4 del decreto ministeriale 29 dicembre 2016.

all'affidamento dei servizi di postalizzazione, tramite gara europea, di tutte le comunicazioni da inviare ai cittadini in materia di bonus sociali previste dai provvedimenti dell'Autorità, per assicurare la continuità del servizio al termine della scadenza del contratto in essere tra AU e Postel/Poste Italiane fissata per il mese di settembre 2025. Lo schema del Capitolato di gara è stato successivamente sottoposto da AU all'Autorità per l'approvazione preventiva.

Per quanto riguarda le attività di erogazione della compensazione, tra cui la menzionata attività di riesame delle pratiche erroneamente rigettate, l'Autorità, con la delibera 11 marzo 2025, n. 93/2025/R/com, ha approvato il nuovo Schema di convenzione tra la cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) e Poste Italiane e i relativi allegati, per garantire la continuità nel servizio di erogazione materiale dei bonus sociali ai clienti domestici, in tutti i casi in cui il bonus sociale venga erogato tramite bonifico domiciliato.

La Convenzione, in vigore per il periodo 1° aprile 2025-31 marzo 2028, ha per oggetto:

- il servizio di erogazione materiale del bonus sociale gas ai clienti domestici indiretti mediante bonifico domiciliato[9];
- le ulteriori attività operative necessarie ai fini dell'erogazione dei bonus sociali tramite bonifico domiciliato negli altri settori regolati, anche in seguito alle segnalazioni di casi particolari pervenuti tramite lo Sportello dai clienti e utenti o dagli operatori[10].

Inoltre, con la delibera 23 dicembre 2025, n. 584/2025/R/rif, in seguito all'approvazione delle disposizioni relative all'introduzione del bonus sociale rifiuti (successivo paragrafo *Bonus sociale rifiuti*) è stato dato mandato a CSEA di integrare tempestivamente la Convenzione con Poste Italiane, previa approvazione preventiva dell'Autorità, per consentire l'emissione di bonifici domiciliati a favore degli utenti beneficiari del bonus sociale rifiuti nei casi particolari relativi a utenze cessate.

Infine, anche nel corso del 2025, sono state inviate le comunicazioni ai clienti finali per informarli del rigetto della pratica di bonus (c.d. KO) dovuto a problematiche che hanno impedito l'erogazione del bonus sociale in coerenza con quanto disposto dalla delibera n. 622/2023/R/com, e dalla determina n. 7/2024-DICU del 6 giugno 2024. Grazie a tali informazioni i clienti interessati hanno potuto effettuare le attività di modifica e correzione delle pratiche per ottenere l'ammissione al bonus.

Tra le comunicazioni previste dalla richiamata determina è compresa quella inviata per favorire l'erogazione del bonus agli utenti serviti da gestori idrici non accreditati al SII che, per questo motivo, non riescono a ricevere lo sconto in maniera automatica (maggiori dettagli nel successivo paragrafo relativo al *bonus sociale idrico*).

9 Poiché con la delibera 28 dicembre 2023, n. 622/2023/R/com sono stati modificati i tempi di messa a disposizione del bonifico domiciliato gas che i clienti indiretti possono ritirare presso Poste Italiane., portando la scadenza del bonifico a 5 anni (ossia fino al termine di prescrizione del diritto) i clienti dispongono di un lasso di tempo più ampio per la riscossione dell'agevolazione, evitando i costi di riemissione del bonifico nel caso di mancata riscossione.

10 L'estensione è necessaria per l'erogazione tempestiva dei bonus sociali in alcune particolari casistiche, quali quelle emerse tramite l'analisi dei reclami effettuati dai clienti/utenti (per esempio per permettere la corresponsione del bonus tramite bonifici domiciliati nel caso in cui il cliente abbia diritto a ricevere un bonus non prescritto relativo a un periodo antecedente all'entrata in vigore del meccanismo automatico).

Bonus elettrico per disagio fisico

Il bonus sociale per disagio fisico è riconosciuto ai sensi del decreto del Ministero della Salute 13 gennaio 2011 e dell'allegato D alla delibera n. 63/2021/R/com ai soggetti che utilizzano apparecchiature elettromedicali per il supporto vitale con apposito certificato rilasciato dalle Aziende sanitarie locali (ASL) territorialmente competenti, che attesta la tipologia di apparecchiatura e le ore settimanali di utilizzo. La gestione tecnico-operativa del bonus elettrico per disagio fisico garantisce l'interfaccia e la trasmissione dei flussi di dati tra SGAte[11] e:

- i Comuni, o soggetti da essi delegati (tipicamente C.A.F.), che ricevono, valutano e ammettono le domande presentate dai cittadini per il bonus sociale elettrico per disagio fisico;
- i distributori di energia elettrica, che eseguono le verifiche relative alla fornitura e fatturano le quote di bonus ai venditori di energia elettrica, deputati all'erogazione del beneficio.

Nonostante il passaggio al sistema automatico del riconoscimento dei bonus per disagio economico, il sistema informativo SGAte è deputato ad accogliere le domande presentate ai Comuni (e ai C.A.F. da questi delegati) per ottenere il bonus elettrico per disagio fisico, in quanto tale bonus non è automatizzabile. A tale scopo l'Autorità ha stipulato una Convenzione con l'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI) al fine di garantire la gestione dei bonus sociali i cui beneficiari non risultino identificabili attraverso procedure automatiche.

Per l'accesso al bonus il cliente presenta apposita domanda al Comune di residenza (ovvero al C.A.F.) del titolare della fornitura (o del soggetto presso cui dimora il malato).

Dal 1° gennaio 2025 è operativa la Convenzione SGAte approvata con la delibera 27 dicembre 2024, n. 575/2024/R/com e integrata nel corso del 2025 per includere la gestione del nuovo *bonus sociale rifiuti* (si veda il successivo paragrafo relativo al bonus sociale rifiuti). Con il nuovo sistema informativo sviluppato da ANCI è stato consentito ai vari soggetti coinvolti nell'erogazione del bonus di operare con un sistema informativo più aggiornato, nel rispetto delle linee guida dell'Agenzia per l'Italia Digitale (AGID), ed è stata prevista la migrazione dei dati dal vecchio sistema al nuovo, per permettere la continuità nell'erogazione del bonus per disagio fisico che non necessita del rinnovo della domanda per l'agevolazione. Il Sistema informativo SGAte beneficia inoltre delle sinergie con lo sviluppo del meccanismo di erogazione del bonus sociale rifiuti, così da efficientare il sistema e i relativi costi di gestione ordinaria.

Evoluzione del numero di beneficiari di bonus sociale elettrico e gas per disagio economico

Il riconoscimento automatico dei bonus sociali agli aventi diritto ha visto il numero complessivo di beneficiari di bonus sociali per disagio economico (evidenziato nella tavola 10.15) attestarsi a un livello leggermente inferiore rispetto al 2024 (complessivamente -5,2%). Tale risultato potrebbe essere dovuto all'indisponibilità dei dati definitivi a consuntivo (nota 3).

11 SGAte – Sistema di Gestione delle Agevolazioni sulle tariffe energetiche – è gestito dell'Associazione Nazionale Comuni Italiani (ANCI), ai sensi del comma 6, dell'art. 57-bis della legge 19 dicembre 2019, n. 157.

I nuclei beneficiari di bonus sociale elettrico nel 2025 sono stati circa 2,7 milioni, mentre, per il bonus sociale gas, sono stati oltre 1,6 milioni, con una lieve riduzione della platea dei beneficiari rispetto all'anno precedente pari al 4,6% nel settore elettrico e al 6,2% nel settore gas.

TAV. 10.15 *Clienti titolari di bonus sociale elettrico e gas per disagio economico (2020 – 2025)*

	REGIME DI ACCESSO "A DOMANDA" DEL NUCLEO FAMILIARE INTERESSATO			
	BONUS ELETTRICO		BONUS GAS	
	Disagio economico	Soggetti titolari di Carta acquisti	Disagio economico	Totale bonus erogati
2020	805.303	8.551	543.963	1.357.817
Regime di riconoscimento automatico (decreto legge n. 124/19 e delibere attuative ARERA)				
2021	2.487.599	(1)	1.537.884	4.025.483
2022 (2)	3.766.105	(1)	2.441.158	6.207.263
2023 (3)	4.576.621	(1)	3.005.197	7.581.818
2024	2.801.668	(1)	1.711.068	4.512.736
2025	2.674.030	(1)	1.605.377	4.279.407
Variazione % 2025/2024	-4,6%	-	-6,2%	-5,2%

1. Nei beneficiari di bonus elettrico per disagio economico sono ricompresi i beneficiari della Carta acquisti (legge 4 dicembre 2008, n. 190) che, sin dalla prima introduzione della norma, hanno avuto accesso all'agevolazione automaticamente, tramite lo scambio di informazioni tra il Sistema Informativo di gestione della Carta acquisti (SICA-INPS) e il sistema SGAte. Tali beneficiari sono oggi ricompresi nel nuovo regime automatico di riconoscimento dei bonus per disagio economico.
2. Nel 2022 i bonus complessivi sono relativi alle classi di agevolazione a), b), e c), e d).
3. Nel 2023 i bonus complessivi sono relativi alle classi di agevolazione a), b), e c), e d) e b-bis) (quest'ultima temporaneamente in vigore fino al 31 dicembre 2023).

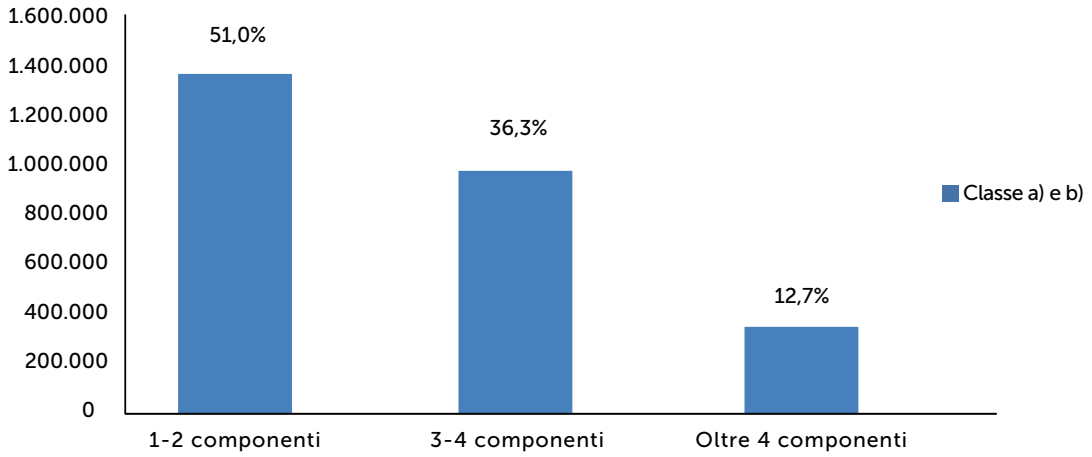
Fonte: SII.

L'importo erogato stimato corrispondente alle agevolazioni riconosciute (bonus ordinario e contributo straordinario 2025) ed erogato ai percettori di bonus per disagio economico è pari a circa 840 milioni di euro[12] per i bonus elettrici e a circa 165 milioni di euro per i bonus gas diretti[13].

12 L'importo complessivo delle agevolazioni riconosciute comprende 306 milioni erogati per i bonus sociali ordinari e 534 milioni per il contributo straordinario.

13 Importo annuo corrispondente ai bonus riconosciuti per l'anno di competenza 2025 in base al numero di bonus attivati per le diverse tipologie di bonus. I bonus hanno un periodo di agevolazione di 12 mesi, la cui decorrenza dipende dalla data di presentazione e di attestazione della DSU. La data di effettiva erogazione per i bonus riconosciuti a forniture dirette dipende dal ciclo di fatturazione. L'effettivo importo erogato viene rendicontato dai competenti operatori al SII su base bimestrale, entro 60 giorni dalla fine di ciascun bimestre.

FIG. 10.29 *Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus sociale elettrico per disagio economico (gennaio-dicembre 2025)*



La classe a) è rappresentata dai nuclei familiari con ISEE ≤ 9.530; la classe b) dai nuclei con 9.530 < ISEE ≤ 20.000 con 4 (o più) figli.

Fonte: Elaborazioni su dati SII.

Per quanto riguarda il bonus sociale elettrico, 2.674.030 bonus sono relativi alle classi a) e b), che corrispondono ai nuclei familiari con ISEE ≤ 9.530 euro e ai nuclei con ISEE ≤ 20.000 euro con 4 (o più) figli.

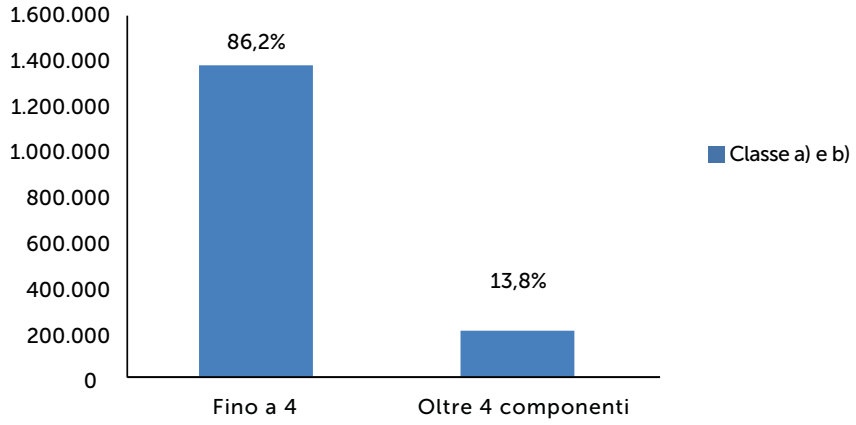
Come sopra accennato, la platea dei percettori del bonus sociale elettrico è diminuita complessivamente, rispetto all'anno precedente, del 4,6%, con la stessa soglia ISEE di accesso ordinaria fissata a 9.530 euro in vigore nel 2024.

Per quanto riguarda il contributo straordinario, i nuclei familiari delle classi X, Y e Z[14] che hanno percepito nel corso dell'anno l'agevolazione sono stati 3.417.660. L'importo erogato corrispondente al contributo straordinario riconosciuto a questi nuclei è pari a 683,5 milioni di euro.

Per quanto riguarda il bonus sociale gas, 1.605.377 bonus sono relativi ai nuclei delle classi a), b) ovvero ai nuclei familiari con ISEE ≤ 9.530 euro e ai nuclei con ISEE ≤ 20.000 euro con 4 (o più) figli. Anche la platea dei percettori del bonus sociale gas è diminuita rispetto all'anno precedente (-6,2%), come sopra rappresentato. Tale risultato analogamente a quello relativo ai percettori del bonus sociale elettrico potrebbe essere dovuto all'indisponibilità dei dati definitivi di consuntivo.

14 La classe x) è rappresentata dai nuclei familiari con ISEE 9.530 <ISEE (Ordinario o corrente Ordinario) <= 15.000 con meno di 4 figli; la classe y) da nuclei con 15.000 <ISEE (Ordinario o corrente Ordinario) <= 25.000 con meno di 4 figli; la classe z) da nuclei con 20.000 <ISEE (Ordinario o corrente Ordinario) <= 25.000 con 4 o più figli a carico.

FIG. 10.30 *Ripartizione percentuale per numero di componenti dei nuclei familiari beneficiari di bonus sociale gas per disagio economico (gennaio-dicembre 2025)*



La classe a) è rappresentata dai nuclei familiari con ISEE ≤ 9.530; la classe b) dai nuclei con 9.530 < ISEE ≤ 20.000 con 4 (o più) figli.

Fonte: Elaborazioni su dati SII.

La ripartizione dei nuclei familiari beneficiari nelle diverse categorie, in cui vengono differenziati gli importi di bonus sociale riconosciuti, varia leggermente rispetto all'anno precedente in termini di numerosità del nucleo familiare, ma si conferma la netta prevalenza dei nuclei fino a 4 componenti, sia per il bonus sociale elettrico sia per il bonus sociale gas.

Per quanto riguarda i clienti gas, la ripartizione in base alla zona climatica[15] della localizzazione della fornitura mostra una prevalenza di beneficiari nelle zone climatiche E e D[16], nelle quali è localizzato il 69,7% delle forniture dirette che hanno beneficiato dell'agevolazione.

Per quanto attiene al tipo di utilizzo del gas, i bonus riconosciuti sono relativi a forniture dirette per acqua calda sanitaria, cottura cibi e riscaldamento nel 47,6% dei casi (erano il 49% nel 2024), a forniture per soli usi di acqua calda sanitaria e cottura cibi nel 52,3% dei casi (erano 50,4% nel 2024) e marginalmente a forniture per solo uso riscaldamento (0,1%)[17].

15 Sono le zone climatiche definite dall'art. 2 del D.P.R. 26 agosto 1993 n. 412 e s.m.i. sulla base delle quali sono determinati i periodi di accensione degli impianti di riscaldamento e per cui è differenziato l'importo del bonus gas per uso riscaldamento.

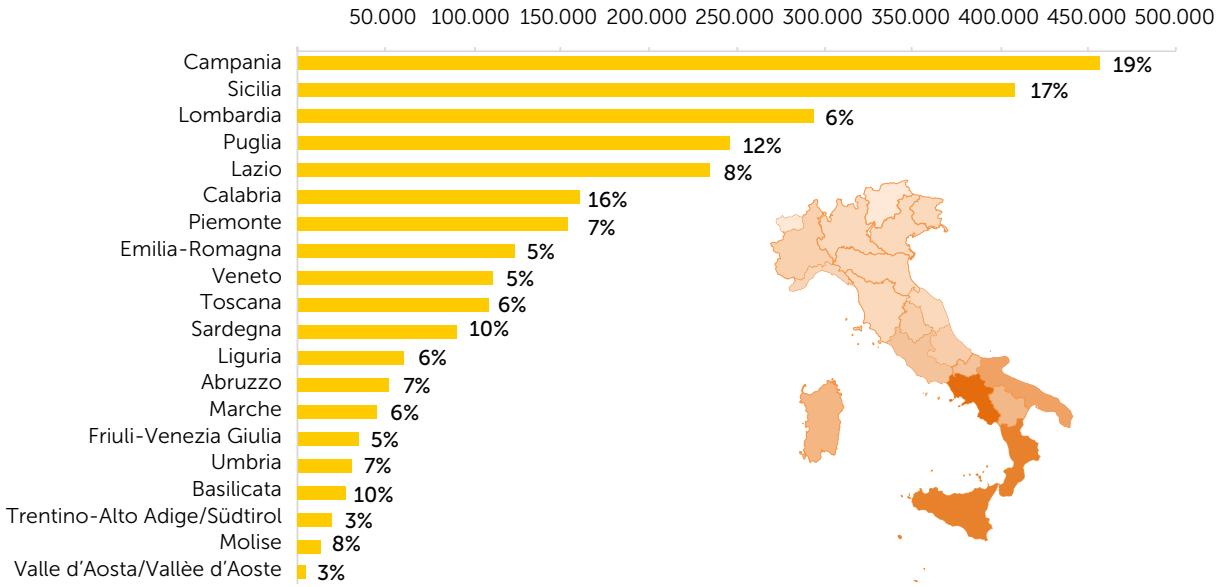
16 L'elenco completo di tutti i Comuni Italiani con la relativa zona climatica è contenuto nell'allegato A al suddetto. D.P.R. 26 agosto 1993 n. 412 e s.m.i.

17 Il confronto con gli anni precedenti è basato sui bonus riconosciuti a forniture dirette. Il processo per il riconoscimento per il bonus gas ai clienti che usufruiscono di una fornitura condominiale centralizzata, previsto dalla delibera n. 63/2021/R/com e basato sulle dichiarazioni rese dai nuclei familiari interessati, offre ai clienti un tempo più lungo per l'incasso del bonifico rispetto alle procedure ante automatismo e la rendicontazione dipende dagli effettivi incassi.

Per quanto riguarda i bonus sociali gas riconosciuti ai clienti indiretti (per utilizzo di riscaldamento condominiale)[18], come disposto dalla determina n. 2/2022 – DACU del 24 gennaio 2022, sono state inviate da AU oltre 2,9 milioni di comunicazioni, di cui 2,1 milioni a nuclei che, in base alle verifiche effettuate dal SII, non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta di gas naturale; oltre 800 mila lettere hanno riguardato, invece, nuclei familiari che sono risultati titolari di una fornitura diretta di gas naturale per soli usi di acqua calda sanitaria e/o cottura cibi e che, dunque, qualora fossero stati serviti anche da una fornitura condominiale di gas per riscaldamento, avrebbero avuto diritto anche alla parte di bonus gas per riscaldamento.

Le tre figure 10.31, 10.32 e 10.33 mostrano la distribuzione regionale dei bonus sociali elettrici, dei contributi straordinari elettrici e dei bonus sociali gas diretti per disagio economico complessivamente riconosciuti per l'anno 2025 e la percentuale rispetto ai POD/PDR totali domestici della singola regione.

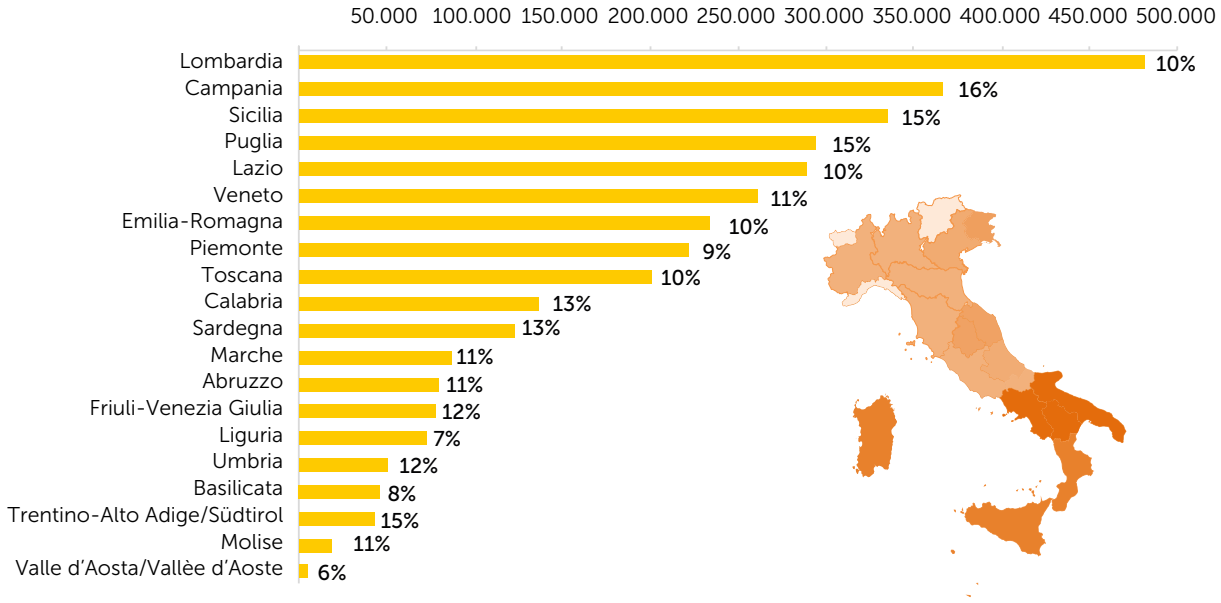
FIG. 10.31 *Numero dei bonus sociali elettrici per disagio economico a livello regionale (grafico a barre) e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (percentuale su grafico a barre e cartina), 2025*



Fonte: SII.

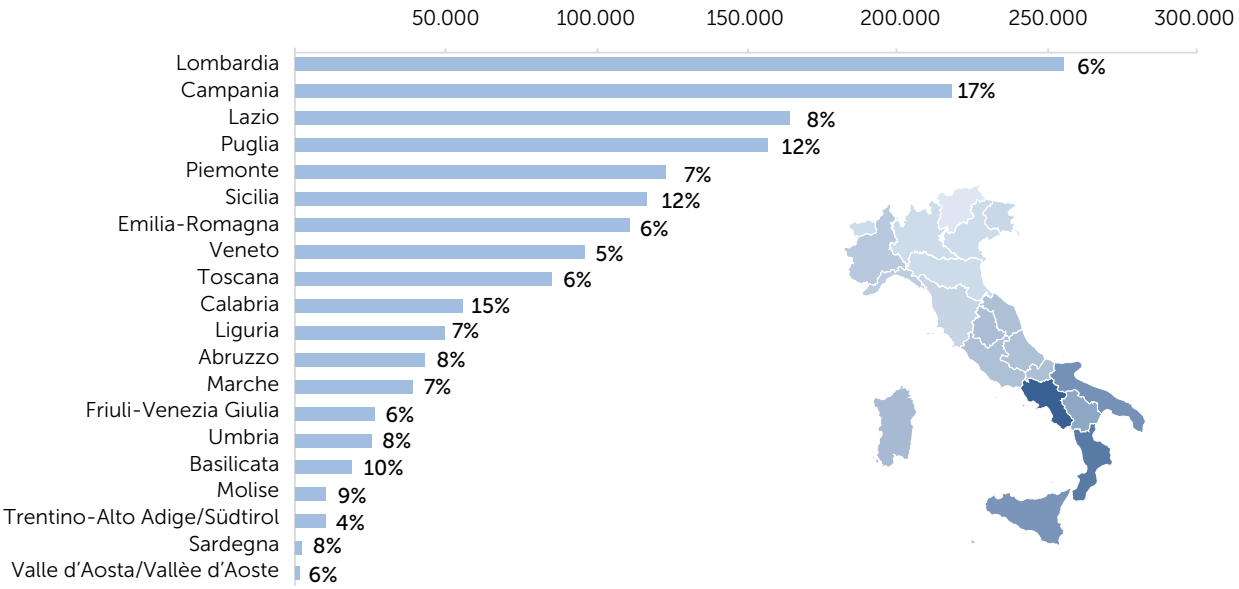
18 Per poter ottenere il bonus sociale gas relativo alle utenze indirette (condominiali), è necessario dichiarare di usufruire di una fornitura di gas centralizzata per riscaldamento, il relativo PDR e le ulteriori informazioni funzionali alle successive verifiche di ammissibilità da parte del SII, previste dalla delibera n. 63/2021/R/com. In caso di esito positivo dei controlli, il cliente riceve il bonus sociale gas per la fornitura condominiale in un'unica soluzione mediante bonifico domiciliato erogato da Poste Italiane. Il nucleo familiare riceve una lettera con le istruzioni per la riscossione del bonifico che può essere effettuata in uno qualsiasi degli sportelli di Poste Italiane fino alla data di scadenza dell'agevolazione, come sopra già rappresentato. La scadenza per il ritiro dei bonifici domiciliati messi a disposizione dei clienti è stata fissata a 5 anni, in modo tale da agevolare la riscossione ed evitare le spese di riemissione del bonifico.

FIG. 10.32 *Numero dei contributi straordinari elettrici a livello regionale (grafico a barre) e percentuale rispetto ai POD totali domestici della regione (percentuale su grafico a barre e cartina), 2025*



Fonte: SII.

FIG. 10.33 *Numero dei bonus sociali gas per disagio economico a livello regionale (grafico a barre) e percentuale rispetto ai PDR totali domestici della regione (percentuale su grafico a barre e cartina), 2025*



Fonte: SII

Per quanto riguarda i bonus ordinari elettrici e gas, gli stessi sono stati erogati maggiormente nelle regioni del Sud (35,71% e 31,28%) rispetto alle altre macroaree del Paese (Tav. 10.16). La percentuale minima di bonus gas erogati si riscontra, come negli anni scorsi, nelle isole, aree meno metanizzate.

TAV. 10.16 *Ripartizione percentuale dei nuclei familiari beneficiari di bonus elettrico e gas per disagio economico per area geografica[A] – 2025*

	NORD-OVEST	NORD-EST	CENTRO	SUD	ISOLE
ELETTRICO[B] % su TOTALE BONUS EROGATI	19,17%	10,8%	15,64%	35,71%	18,67%
BONUS GAS % su TOTALE BONUS GAS EROGATI	26,71%	15,15%	19,51%	31,28%	7,5%

A. Il Nord-Ovest comprende: Liguria, Lombardia, Piemonte e Valle d'Aosta; il Nord-Est: Emilia-Romagna, Friuli-Venezia Giulia, Trentino-Alto Adige, Veneto; il Centro: Lazio, Marche, Toscana e Umbria; il Sud: Abruzzo, Basilicata, Calabria, Campania, Molise, Puglia; le Isole: Sardegna e Sicilia.

B. Escluso il bonus per disagio fisico, che incide per circa il 3,2% sul totale dei bonus elettrici in erogazione.

Fonte: Elaborazione su dati SII.

Sulla base delle verifiche effettuate dal SII, i nuclei familiari in condizioni di disagio economico che non hanno beneficiato delle agevolazioni, in quanto non sono risultati titolari di alcuna fornitura diretta attiva/sospesa per morosità, sono pari a un numero molto limitato di casi (0,7% per l'elettrico e 0,2% per il gas). Il mancato riconoscimento del bonus, in pochissimi casi, è connesso con l'individuazione di forniture dirette attive afferenti al nucleo familiare interessato che, tuttavia, non presentano gli ulteriori requisiti di ammissibilità previsti dalla normativa e dalla regolazione (es: forniture domestiche, tipologia di contatore). In questi casi il cliente viene informato del motivo del rigetto della pratica di bonus (c.d. KO) per poter effettuare le opportune attività di modifica e correzioni per ottenere l'ammissione al bonus.

Ammontare del bonus sociale elettrico e gas per disagio economico

Con la delibera 27 dicembre 2024, n. 599/2024/R/com, l'Autorità ha aggiornato i valori del bonus elettrico e del bonus gas per l'anno 2025[19]. Gli importi del bonus elettrico per disagio economico erogati nel 2025 sono illustrati nelle tavole 10.17 e 10.18. Per quanto riguarda i bonus sociali erogati nel 2025, è utile precisare che i valori del bonus elettrico sono stati aggiornati quantificando la spesa energetica da sostenere nel corso dell'anno 2025,

19 Con la delibera n. 622/2023/R/com è stato stabilito che il calcolo della compensazione venga effettuato una volta all'anno sulla base della migliore stima disponibile per la spesa attesa nei quattro trimestri successivi, determinata con gli stessi criteri utilizzati nel Portale Offerte e nelle schede di confrontabilità per il calcolo della spesa media annua.

per ogni tipologia di cliente beneficiario, e poi calcolando, rispetto a questa, le riduzioni di spesa definite nella normativa di riferimento (30% della spesa per elettricità al lordo delle imposte)[20].

Il contributo straordinario destinato ai clienti domestici con ISEE fino a 25.000 euro è stato definito in base a quanto stabilito dal decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19 e dalle delibere n. 132/2025/R/eel e n. 144/2025/R/eel. L'erogazione è stata automatica a partire da aprile 2025 per i nuclei con ISEE sottosoglia valido e il contributo è stato accreditato direttamente in bolletta come sconto per i consumi effettuati tra aprile e luglio.

TAV. 10.17 *Ammontare del bonus sociale elettrico e del contributo straordinario per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 euro – 2025*

	BONUS ORDINARIO ANNO 2025	CONTRIBUTO STRAORDINARIO (CS) 2025
Descrizione	**€/anno per punto di prelievo**	**€ per punto di prelievo**
Numerosità familiare 1-2 componenti	167,9	200,00
Numerosità familiare 3-4 componenti	219,0	200,00
Numerosità familiare oltre 4 componenti	240,9	200,00

Fonte: ARERA.

TAV. 10.18 *Ammontare del contributo straordinario per i clienti in stato di disagio economico con ISEE compreso tra 9.530 euro e fino a 25.000 euro – 2025*

DESCRIZIONE	CONTRIBUTO STRAORDINARIO (CS) 2025
	€ per punto di prelievo
Numerosità familiare 1-2 componenti	200,00
Numerosità familiare 3-4 componenti	200,00
Numerosità familiare oltre 4 componenti	200,00

Fonte: ARERA.

20 Con la delibera 28 dicembre 2023, n. 633/2023/R/com, l'Autorità ha quantificato i bonus sociali 2025 sulla base delle modalità di calcolo indicate dalla delibera n. 63/2021/R/com così come modificata e integrata dalla delibera n. 622/2023/R/com in modo tale da garantire una riduzione del 30% della spesa per la fornitura elettrica al lordo delle imposte e una riduzione del 15% della spesa per la fornitura gas al netto delle imposte.

Analogamente al bonus sociale elettrico, anche i valori del bonus sociale gas per disagio economico, illustrati nella tavola 10.19, sono stati calcolati all'inizio dell'anno, ma erogati in modo differenziato per ciascun trimestre in modo che l'agevolazione venga riconosciuta nel corso dell'anno in relazione ai consumi (uso, zona climatica e fino a 4 e oltre i 4 componenti del nucleo).

TAV. 10.19 *Ammontare del bonus sociale gas per i clienti in stato di disagio economico con ISEE fino a 9.530 euro (€/trimestre per punto di riconsegna) – 2025*

Ammontare della compensazione per i clienti domestici (€/anno per punto di riconsegna)		2025				
		Zona climatica (z)				
		A/B	C	D	E	F
Famiglie fino a 4 componenti (j=1)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura	43,92	43,92	43,92	43,92	43,92
u=R	Riscaldamento	67,52	85,83	115,07	132,53	132,52
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o Uso cottura + Riscaldamento	97,72	114,20	143,44	179,18	178,25
Famiglie con oltre 4 componenti (j=2)						
u=AC	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura	62,22	62,22	62,22	62,22	62,22
U=R	Riscaldamento	73,91	97,70	132,42	148,98	62,22
u=ACR	Acqua calda sanitaria e/o uso cottura + riscaldamento	120,59	143,46	179,09	179,20	149,88

Fonte: ARERA.

Numero di beneficiari e ammontare del bonus sociale elettrico per disagio fisico

Il bonus sociale elettrico per disagio fisico è una misura volta a ridurre la spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica dai nuclei familiari in cui è presente un componente che utilizza apparecchiature elettriche per il mantenimento in vita.

Per usufruirne occorre presentare apposita domanda[21] presso il Comune di residenza/C.A.F., accompagnata dal certificato della ASL competente che attesti la necessità di utilizzare le apparecchiature elettromedicali per supporto vitale, individuate dal decreto del Ministro della Salute 13 gennaio 2011, e che indichi il tipo di apparecchiatura utilizzata e le ore di utilizzo giornaliero.

L'agevolazione è articolata in tre fasce di consumo, in funzione del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi di ciascuna tipologia di apparecchiatura/e, delle ore medie di utilizzo giornaliere, e differenziata in

21 L'accesso al bonus elettrico per disagio fisico non rientra nell'ambito di applicazione dell'art. 57-bis, comma 5, del decreto legge n. 124/19 in quanto non automatizzabile.

base alla potenza impegnata della fornitura elettrica. Sulla base degli elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle dodici fasce di compensazione previste.

Al 31 dicembre 2025 i nuclei familiari con bonus attivo per disagio fisico erano 86.010, in aumento dell'11,45% rispetto all'anno precedente (Tav. 10.20). L'aumento complessivo dei beneficiari negli ultimi anni può essere ricondotto sia a una maggiore informazione e a una più ampia diffusione della conoscenza dell'agevolazione e delle modalità per ottenerla, anche grazie alle campagne informative e alle comunicazioni istituzionali legate ai bonus energetici, sia a una maggior propensione delle famiglie a richiedere il bonus anche in risposta al rialzo dei costi energetici.

TAV. 10.20 *Clienti titolari di bonus elettrico per disagio fisico, anni 2021-2025*

	CLIENTI TITOLARI DI BONUS PER DISAGIO FISICO
2021	41.967
2022	52.176
2023	64.828
2024	77.175
2025	86.010
Variazione % 2025/2024	11,45%

Fonte: SGAte.

La tavola 10.21 mostra la distribuzione percentuale dei clienti domestici con bonus per disagio fisico per potenza impegnata (fino a 3 kW, da 3,5 kW, da 4 kW, da 4,5 kW e oltre) e per fasce di consumo annuo (bassa, media, alta) registrata nell'anno 2025 confrontata con quelle dell'anno precedente.

Il dato più evidente è la fortissima concentrazione delle forniture agevolate con potenza fino a 3 kW (88%) e in particolare con extra consumo, rispetto a un consumo medio, fino a 600 kWh/anno (fascia minima); a seguire, le forniture agevolate con potenza da 4,5 kW e oltre (11,4%), mentre le fasce con potenza da 3,5 kW e 4 kW rappresentano insieme solo lo 0,6% delle forniture agevolate nel 2025.

TAV. 10.21 *Ripartizione per fasce dei bonus per disagio fisico – 2024 e 2025 (%)*

	2024			2025		
	Fascia minima	**Fascia media**	**Fascia massima**	**Fascia minima**	**Fascia media**	**Fascia massima**
	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno	Fino a 600 kWh/anno	Compreso tra 600 e 1.200 kWh/anno	Oltre 1.200 kWh/anno
Fino a 3 kW	56,8%	18,3%	11,5%	57,7%	18,6%	11,7%
Da 3,5 kW	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%
Da 4 kW	0,2%	0,1%	0,1%	0,3%	0,1%	0,1%
Da 4,5 kW	7,6%	3,0%	2,4%	6,7%	2,6%	2,1%
Totale	**64,6%**	**21,4%**	**14,0%**	**64,8%**	**21,3%**	**13,9%**

Fonte: SGAte.

Con la delibera 27 dicembre 2024, n. 599/2024/R/com, l'Autorità ha definito e aggiornato anche l'ammontare dei valori del bonus da applicare ai clienti in condizioni di disagio fisico per l'anno 2025. L'importo da riconoscere (Tav. 10.22) è stato quantificato pari alla spesa energetica per l'extra consumo indotto dalle apparecchiature salvavita, differenziato in funzione della potenza impegnata e della fascia di consumo legata all'uso del tipo di apparecchiatura.

TAV. 10.22 *Ammontare del bonus sociale elettrico per i clienti in stato di disagio fisico, anno 2025*

EXTRA CONSUMO RISPETTO A UTENTE TIPO (KWH/ANNO)		2025 BONUS ORDINARIO (CCF) €/ANNO PER PUNTO DI PRELIEVO
FASCIA MINIMA fino a 600 kWh/anno	fino a 3 kW	167,90
	3,5 kW	208,05
	4,0 kW	222,65
	da 4,5 kW in su	237,25
FASCIA MEDIA tra 600 e 1200 kWh/anno	fino a 3 kW	335,80
	3,5 kW	361,35
	4,0 kW	375,95
	da 4,5 kW in su	390,55
FASCIA MASSIMA oltre 1200 kWh/anno	fino a 3 kW	500,05
	3,5 kW	514,65
	4,0 kW	529,25
	da 4,5 kW in su	543,85

Fonte: ARERA.

Bonus sociale idrico

Per quanto riguarda il bonus sociale idrico, sono proseguite nel 2025 le attività volte al perfezionamento dei processi di gestione dei flussi dei dati che il SII invia ai gestori idrici che avevano già effettuato, negli anni precedenti, tutti gli adempimenti necessari in materia di accreditamento e privacy, funzionali all'erogazione del bonus idrico. Il processo di riconoscimento automatico della compensazione nel settore idrico risulta più complesso rispetto ai settori elettrico e gas, in quanto il SII non possiede le informazioni relative alle utenze idriche come accade, invece, per le forniture dei settori energetici. Permangono, inoltre, alcune criticità, riconducibili all'elevata frammentazione del servizio idrico presente ancora in molte zone del Paese e alla gestione del medesimo servizio effettuata da gestori di piccole dimensioni, tipicamente Comuni con gestioni in economia, che incontrano difficoltà nell'adeguamento alla gestione dei flussi da e verso il SII.

Nel 2025, con la delibera 29 luglio 2025, n. 355/2025/R/com, sono state introdotte importanti semplificazioni in materia di protezione dei dati personali per i gestori del servizio idrico integrato, con l'obiettivo di rendere più efficiente la gestione del bonus facilitando l'accesso al flusso di dati funzionali a erogare il bonus idrico. Le modifiche sono state adottate a seguito del parere favorevole del Garante per la protezione dei dati personali (Parere n. 420 del 17 luglio 2025) e hanno riguardato, in particolare, il ruolo dei gestori, le modalità di trattamento dei dati e gli adempimenti documentali.

In primo luogo, i gestori idrici sono stati qualificati come titolari autonomi del trattamento per tutte le operazioni connesse con il riconoscimento del bonus sociale idrico, eliminando la necessità di nomine formali come responsabili del trattamento da parte dell'Autorità e chiarendo le rispettive responsabilità al fine di semplificare i rapporti tra i soggetti coinvolti.

In secondo luogo, è stato previsto che i gestori, in qualità di titolari del trattamento dei dati personali possano accedere direttamente ai dati necessari tramite il SII, senza ulteriori autorizzazioni o accordi specifici. Tale accesso è considerato pienamente conforme al principio di minimizzazione, in quanto limitato ai soli dati indispensabili per verificare i requisiti e applicare il bonus.

In particolare, non è più richiesto che i gestori predispongano e sottopongano ad ARERA una Valutazione d'impatto sulla protezione dei dati (DPIA) specifica per il trattamento dati relativi al bonus. La valutazione dei rischi rimane, quindi, in capo ai gestori idrici, ma senza obblighi aggiuntivi di approvazione da parte dell'Autorità.

Le nuove regole hanno consentito di armonizzare la disciplina privacy tra i diversi bonus sociali (idrico, elettrico, gas e rifiuti, quest'ultimo introdotto nel 2025), riducendo la frammentazione normativa e garantendo un quadro più uniforme e coerente per tutti gli operatori coinvolti.

Al fine di favorire l'erogazione del bonus sociale idrico, come misura di accompagnamento alla semplificazione della disciplina privacy, sono state effettuate azioni di sollecito all'accreditamento dei gestori non ancora iscritti al SII, in considerazione del fatto che la semplificazione nel trattamento dei dati per i molti Comuni che risultano gestori idrici avrebbe consentito un accesso più immediato. Tali attività si sono concretizzate nell'invio di comunicazioni da parte di Acquirente unico mirate e puntuali al fine di illustrare nel dettaglio le operazioni informatiche necessarie a effettuare correttamente l'accreditamento al SII e all'ottenimento dei flussi dati per erogare il bonus

idrico. Le misure adottate nel corso del 2025 hanno avuto effetti molto concreti sul funzionamento del bonus sociale idrico permettendo a molti gestori non accreditati di accedere più rapidamente al SII e ricevere i flussi necessari a erogare il bonus idrico.

Su un totale di 1.509 gestori idrici accreditati all'anagrafica dell'Autorità (ATID), risultano accreditati al SII a marzo 2026 836 gestori idrici e di questi, 829 sono abilitati alla ricezione dei flussi funzionali all'erogazione del bonus avendo completato gli adempimenti richiesti in materia di privacy.

I gestori idrici attualmente in grado di ricevere i flussi dal SII rappresentano il 54,9% dei gestori accreditati in ATID e garantiscono il servizio idrico a oltre il 94,9% della popolazione residente nei territori di competenza territoriale.

Sussistono però, in modo disomogeneo, circoscritte aree del Paese, prevalentemente in Calabria, Molise, Campania, Sicilia e Trentino-Alto Adige in cui si riscontrano ancora criticità. In particolare, per Calabria e Molise tali criticità sono riconducibili ai processi di aggregazione da parte del gestore unico d'ambito, che stanno richiedendo tempistiche non trascurabili e di conseguenza generano difficoltà per la corretta gestione dei flussi di dati funzionali all'erogazione del bonus sociale idrico.

Oltre ai succitati casi dei gestori/Comuni non ancora accreditati, sono stati riscontrati, nella gestione automatizzata dei flussi, dei casi in cui uno stesso territorio comunale risulti servito contemporaneamente da più gestori idrici (esistono casi estremi di coesistenza di 5 o 6 gestori idrici sullo stesso Comune) e dei casi di cessioni di rete, in particolare quando non viene aggiornata tempestivamente da parte dei gestori idrici l'Anagrafica territoriale dell'Autorità (ATID) con le eventuali variazioni di gestione della rete (che dovrebbe essere fatta entro 15 giorni dalla data di variazione). In tali situazioni il ritardo nella comunicazione del territorio servito può generare flussi di dati inviati a gestori non più competenti, che quindi non fatturano più il servizio idrico (con impatti sulle tempistiche di erogazione e conseguente rendicontazione dei bonus, che generano un incremento dei reclami).

Al riguardo, sono in corso azioni per:

- favorire il completamento dei processi aggregativi e la gestione dei flussi nei casi di cessione o acquisizione di rete, che portino alla conseguente erogazione della compensazione;
- sollecitare e responsabilizzare i gestori a provvedere, nei tempi previsti, alla restituzione d'esito al SII nei casi di gestori nello stesso Comune;
- ribadire l'obbligo di rendicontazione tempestiva al SII dei bonus erogati da parte dei gestori non ancora adempienti a tale obbligo, anche attraverso opportune iniziative di *enforcement*.

In ultimo, in relazione alle azioni poste in essere in tutti i casi in cui il gestore del servizio idrico integrato non si sia accreditato al SII, anche nel 2025, come per l'anno precedente, è stata inviata una comunicazione agli utenti dei territori serviti da gestori non accreditati, che consente loro di richiedere la compensazione direttamente al gestore idrico. In questi casi, infatti, gli utenti, con la comunicazione di "ammissione" ricevuta dal sistema, possono recarsi direttamente presso gli sportelli del gestore idrico territorialmente competente e chiedere che venga applicata la riduzione tariffaria cui hanno diritto. L'invio delle comunicazioni nel 2025 ha consentito l'erogazione agli utenti che altrimenti non avrebbero beneficiato del bonus e ha indotto un numero non trascurabile di gestori ad attivare le procedure necessarie a rendere automatico il processo, in quanto l'erogazione diretta è risultata onerosa e poco efficiente.

Ammontare e numero di beneficiari di bonus sociale idrico

Il valore del bonus idrico è definito direttamente dal DPCM 13 ottobre 2016 e non corrisponde a un importo prefissato, ma dipende dalla tariffa per l'utenza domestica applicata dal gestore idrico e dal numero dei componenti del nucleo da agevolare (corrisponde alla gratuità di 18,25 m^3/anno per componente del nucleo agevolato, 50 litri/giorno). La quantificazione del valore effettivo dello sconto è quindi calcolata da ciascun gestore idrico.

La modalità di erogazione dipende dalla tipologia di utenza: se diretta, lo sconto viene applicato in bolletta, mentre, se l'utenza è indiretta (condomini), viene corrisposto attraverso assegno circolare o altro strumento tracciabile intestato al soggetto che ha presentato la DSU. In caso di morosità dell'utente, il bonus può essere compensato dal gestore idrico con il debito pregresso.

Per quanto riguarda gli obblighi di rendicontazione, l'art. 8 dell'allegato C alla delibera n. 63/2021/R/com prevede che i gestori idrici comunichino al SII i bonus sociali erogati nel bimestre precedente entro 60 giorni dalla fine del bimestre medesimo.

Nonostante le disposizioni richiamate, non tutti i gestori risultano aver rendicontato ancora al SII i bonus sociali erogati agli utenti, non consentendo all'Autorità di disporre del numero effettivo di agevolazioni erogate ai soggetti beneficiari. Sono in corso attività di sollecito ed *enforcement* nei confronti dei gestori finalizzate al completamento, corretto e tempestivo, delle attività di erogazione e rendicontazione dei bonus sociali idrici verso il SII (attività avviata anche per i settori energetici).

TAV. 10.23 *Bonus sociali idrici attribuiti ai gestori e rendicontati, anni 2021-2025*

ANNO	BONUS ATTRIBUITI AI GESTORI DA EROGARE	BONUS RENDICONTATI
2021	1.725.654	1.260.197
2022	2.095.011	1.474.734
2023	2.461.980	1.786.541
2024	2.096.409	1.579.555
2025	1.902.778*	1.095.234**

Fonte: Elaborazioni su dati SII

*Dato parziale riferito ai primi 11 mesi del 2025 (dato da aggiornare).

**Dato aggiornato alla rendicontazione bimestrale di aprile 2026 che include i bonus erogati fino a ottobre 2025 (dato da aggiornare).

Bonus sociale rifiuti

L'art. 57-bis del decreto legge n. 124/19[22] ha istituito il bonus sociale rifiuti per gli utenti domestici in condizioni economiche disagiate. Successivamente, il DPCM 21 gennaio 2025, n. 24 ha definito i principi e i criteri per le

22 Convertito con modificazioni dalla Legge 19 dicembre 2019, n. 157.

agevolazioni tariffarie nel settore rifiuti urbani e ha affidato all'Autorità il compito di stabilire le relative modalità applicative.
Con la delibera 3 aprile 2025, n. 133/2025/R/rif l'Autorità ha pertanto avviato il procedimento per dare attuazione alle previsioni normative in materia, delineando il perimetro dell'intervento e introducendo una serie di disposizioni urgenti per consentire il riconoscimento dell'agevolazione agli utenti domestici in condizioni economico-sociali disagiate a partire dal 2025, tra cui:

- l'attivazione della componente perequativa UR3, pari a 6 euro per utenza, destinata a coprire i costi relativi all'erogazione del bonus sociale rifiuti;
- l'avvio delle necessarie interlocuzioni con i soggetti istituzionali interessati all'implementazione del flusso di dati (INPS e AU) in relazione alle tempistiche e alle necessarie garanzie per il trattamento dei dati, al fine di poter identificare automaticamente i beneficiari;
- la definizione delle attività necessarie a sviluppare l'infrastruttura operativa per permettere l'erogazione automatica del bonus, attraverso il sistema informativo SGAte e, come previsto dal comma 6 dell'art. 57-bis del decreto legge n. 124/19, per la gestione delle informazioni relative alle utenze rifiuti, in analogia con quanto già avviene per altri bonus sociali;
- la predisposizione delle prime istruzioni operative per gli enti territorialmente competenti, Comuni e gestori rifiuti, in vista dell'implementazione del sistema.

Oltre agli elementi già citati, la delibera n. 133/2025/R/rif ha definito la tempistica del procedimento, stabilendo le fasi del percorso regolatorio necessarie per l'adozione del provvedimento finale, indicando i tempi delle attività (consultazione degli stakeholders, interlocuzione con il Garante per il trattamento dei dati). La delibera ha inoltre evidenziato la necessità di armonizzare l'erogazione del bonus rifiuti con le modalità di definizione e riscossione della TARI, tenendo conto sia delle prerogative riservate ai Comuni in materia di tributi, sia delle differenze tra i diversi soggetti interessati (Comuni e gestori dell'attività di gestione tariffe e rapporto con gli utenti territorialmente competenti) e delle complessità dei processi nelle tempistiche di emissione dei documenti di riscossione, e quindi la necessità di avviare un confronto per definire obblighi informativi sostenibili e modalità condivise di applicazione dell'agevolazione. La medesima delibera, confermata con la successiva delibera n. 176/2025/R/rif, ha inoltre armonizzato il nuovo meccanismo perequativo con quelli esistenti nel settore rifiuti, prendendo atto che nel corso della consultazione, gli enti locali hanno evidenziato l'impossibilità di applicare l'agevolazione già nel 2025, in ragione delle tempistiche di emissione della TARI, e indicando come primo anno utile per il riconoscimento del bonus il 2026.

Nel documento per la consultazione 10 giugno 2025, n. 240/2025/R/rif, l'Autorità ha illustrato gli orientamenti per l'attuazione del bonus sociale rifiuti, definendo i criteri e i flussi informativi necessari per l'individuazione automatica dei beneficiari, in coerenza con i meccanismi già adottati per i bonus nei settori dell'energia elettrica, del gas e del servizio idrico integrato. Nel documento sono state altresì evidenziate le principali criticità operative e le motivazioni tecniche alla base delle soluzioni proposte, con particolare riferimento alle tempistiche di approvazione e gestione dello sconto da applicare alla TARI-tariffa corrispettiva.

Sono state disciplinate le modalità di trasmissione e scambio dei dati tra INPS, SII, SGAte e gestori territorialmente competenti, nonché le verifiche demandate a questi ultimi in merito all'ammissibilità delle utenze e alla regolarità dei pagamenti pregressi.

L'Autorità ha inoltre prospettato le modalità di quantificazione ed erogazione della compensazione, prevedendo l'applicazione di uno sconto pari al 25% della TARI o della tariffa corrispettiva dovuta, al netto dell'IVA, della TEFA (tributo per l'esercizio delle funzioni di tutela, protezione e igiene dell'ambiente) e prima dell'applicazione di qualsiasi agevolazione di natura soggettiva, da riconoscersi nell'anno successivo a quello di competenza. Sono state altresì definite le modalità di erogazione del bonus nei casi in cui il gestore del servizio di gestione dei rifiuti non risulti accreditato al sistema SGAte.

Nel medesimo documento sono stati, infine, ipotizzati adeguamenti ai meccanismi perequativi, finalizzati ad allineare le tempistiche di raccolta delle risorse e di erogazione delle agevolazioni, nonché individuati gli adempimenti necessari per il monitoraggio dei processi e la tutela degli utenti, inclusi gli obblighi informativi e la possibilità di accesso agli strumenti di assistenza e gestione dei reclami messi a disposizione dallo Sportello per il consumatore Energia e Ambiente.

Nello specifico, si propone che, anche per il bonus rifiuti, l'individuazione dei beneficiari avvenga automaticamente sulla base delle informazioni contenute nella DSU, validate dall'INPS, senza necessità di presentazione di apposita istanza da parte dei cittadini. SGAte rappresenta il fulcro del sistema di attribuzione del bonus rifiuti, che opera mediante l'incrocio dei dati ISEE con le informazioni relative alle utenze domestiche dei gestori presenti nell'Anagrafica territoriale del servizio rifiuti (ATRIF) che devono accreditarsi a SGAte. È previsto il riconoscimento di un solo bonus per nucleo familiare per ciascun anno.

Ai Comuni, in qualità di enti erogatori[23] competenti per l'erogazione del bonus rifiuti e in base al la gestione della TARI o della tariffa corrispettiva, è attribuito il compito di verificare la sussistenza delle condizioni necessarie per l'applicazione dell'agevolazione, con particolare riferimento alla natura domestica dell'utenza, alla coerenza anagrafica e alla regolarità dei versamenti pregressi, nei limiti consentiti dalla normativa vigente.

Il bonus è applicato come riduzione della bolletta rifiuti ed è finanziato tramite un meccanismo perequativo nazionale, alimentato da una specifica componente tariffaria (UR3) sopra citata, con gestione delle risorse affidata alla CSEA. L'Autorità ha ritenuto necessario che la fase di raccolta delle risorse preceda quella di erogazione dell'agevolazione, al fine di garantire la sostenibilità finanziaria del sistema e per tale motivo, già nel corso del 2025, è stata raccolta la componente perequativa UR3, applicando alle utenze un contributo di 6 euro.

Con riferimento alle tempistiche, ARERA ha evidenziato che, pur trattandosi di bonus di competenza 2025, l'applicazione operativa dell'agevolazione potrà decorrere solo dall'anno 2026, una volta completata l'implementazione dei flussi informativi e delle procedure di scambio dati tra i soggetti coinvolti e, soprattutto, solo dopo che tutti i nuclei familiari abbiano presentato la DSU che, come noto, può essere richiesta nel corso dell'intero anno solare.

23 Enti erogatori sono i Comuni che, ai sensi dell'art. 4, comma 3, del DPCM 21 gennaio 2025 n. 24 applicano ovvero garantiscono l'applicazione del bonus sociale rifiuti e in particolare spetta all'ente erogatore valutare l'ammissione alla prestazione e di richiedere la documentazione necessaria a verificare la completezza e la veridicità dei dati dichiarati. La normativa che disciplina le procedure e le modalità applicative dell'ISEE (D.P.C.M. 5 dicembre 2013, n. 159) stabilisce, infatti, all'art. 11, comma 5, che, in presenza di omissioni o difformità nella DSU, il soggetto richiedente può presentare una nuova dichiarazione oppure richiedere comunque la prestazione sulla base dell'attestazione recante tali irregolarità; resta tuttavia fermo che la dichiarazione è valida ai fini dell'erogazione salvo il diritto dell'ente erogatore di richiedere la documentazione necessaria a verificare la completezza e la veridicità dei dati dichiarati.

A supporto dell'illustrazione dei contenuti del documento di consultazione n. 240/2025/R/rif, l'Autorità ha organizzato, il 18 giugno 2025, un seminario nazionale, svolto in modalità telematica, che ha visto la partecipazione di circa 60 rappresentanti di aziende di servizi pubblici, istituzioni, enti locali e associazioni dei consumatori. L'incontro ha consentito di approfondire gli orientamenti proposti e di fornire chiarimenti su alcuni aspetti tecnici oggetto di ulteriore analisi.

A seguito della consultazione sono pervenuti nove contributi da parte di associazioni dei consumatori, gestori del servizio integrato dei rifiuti e delle loro associazioni di categoria, nonché da ANCI/IFEL e ANUTEL. I partecipanti al seminario e i soggetti che hanno inviato osservazioni hanno espresso un generale apprezzamento per le proposte dell'Autorità, formulando al contempo osservazioni puntuali su specifici profili in considerazione delle peculiarità operative e regolatorie del settore dei rifiuti urbani.

Con la successiva delibera 29 luglio 2025, n. 355/2025/R/rif è stato approvato il Testo unico bonus rifiuti (TUBR) che rappresenta il quadro regolatorio organico attraverso cui l'Autorità ha disciplinato l'intero processo di riconoscimento del bonus sociale rifiuti. Il TUBR definisce in modo unitario i criteri di accesso all'agevolazione, le modalità di individuazione automatica dei beneficiari tramite i flussi informativi tra INPS, SII e SGAte, nonché gli obblighi dei gestori territorialmente competenti (GTRU) e degli enti erogatori. Il documento stabilisce che il bonus sia riconosciuto ai nuclei familiari in condizioni economiche disagiate secondo le soglie ISEE già previste per gli altri bonus sociali, e disciplina le verifiche preliminari a carico dei gestori, incluse la corrispondenza dell'intestatario dell'utenza con il nucleo ISEE e la regolarità dei pagamenti TARI.

Il TUBR definisce, inoltre, le modalità di quantificazione dell'agevolazione, pari al 25% della TARI/tariffa corrispettiva dovuta nell'anno di competenza, e stabilisce che lo sconto sia applicato nell'anno successivo, in coerenza con le tempistiche di approvazione dei piani finanziari e delle tariffe TARI.

Il TUBR disciplina anche i casi in cui il gestore non sia accreditato a SGAte, prevedendo modalità alternative di erogazione tramite comunicazione diretta agli utenti, in analogia con la procedura già attivata per il settore idrico, ovvero con bonifico domiciliato in caso di utenze cessate.

Infine, con la delibera 23 dicembre 2025, n. 584/2025/R/rif, sono state adottate disposizioni per l'ulteriore minimizzazione dei flussi di dati relativi al bonus sociale rifiuti e per l'integrazione e la rettifica di errori materiali del TUBR.

Per quanto riguarda il sistema informativo SGAte in attuazione della delibera n. 575/2024/R/com e del decreto attuativo previsto dall'art. 57-bis del decreto legge n. 124/19, l'Autorità ha avviato il percorso di integrazione della Convenzione con ANCI per l'implementazione, all'interno del sistema di gestione delle agevolazioni, del bonus sociale rifiuti. ANCI ha presentato la proposta tecnico-economica dettagliata, comprensiva anche delle esigenze di manutenzione per il biennio 2026-2027 dopo l'approvazione del TUBR.

Nel definire il quadro regolatorio per l'attuazione del bonus sociale rifiuti, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti relativi al trattamento dei dati personali in conformità al GDPR, al Codice privacy e al Parere n. 420/2025 del Garante per la protezione dei dati personali. È stato stabilito che i titolari del trattamento dei dati necessari all'erogazione dell'agevolazione siano, ciascuno per le rispettive competenze, gli enti erogatori territorialmente

competenti, l'Autorità, CSEA e INPS. Gli enti erogatori sono titolari per le attività di erogazione e rendicontazione, trattando i dati ISEE e anagrafici trasmessi dall'Autorità tramite SGAte, mentre l'Autorità è titolare per le attività di postalizzazione delle comunicazioni e per l'emissione dei bonifici domiciliati relativi alle utenze cessate, avvalendosi rispettivamente di AU e CSEA quali responsabili del trattamento. CSEA è titolare per le attività di verifica e compensazione degli importi erogati, mentre INPS resta titolare per la comunicazione dei dati dei beneficiari, maggiorenni e minorenni, agli enti competenti.

È stato inoltre previsto che ciascun titolare del trattamento dati pubblichi sul proprio sito istituzionale l'informativa sul trattamento dei dati personali e che gli enti erogatori inseriscano una versione sintetica dell'informativa nella prima comunicazione utile agli utenti. Contestualmente, sono state abrogate alcune disposizioni della delibera 3 agosto 2021, n. 366/2021/R/com, alla luce delle interlocuzioni con il Garante, che ha confermato la qualifica di autonomi titolari per i gestori idrici territorialmente competenti e per i distributori di energia non interconnessi con il sistema elettrico nazionale.

Ammontare e numero di beneficiari bonus sociale rifiuti

Il valore del bonus rifiuti è definito direttamente dal DPCM 13 ottobre 2016 e non corrisponde a un importo prefissato, in quanto è pari al 25% dell'importo della TARI o tariffa corrispettiva dovuta dall'utente agevolato in relazione a un'utenza domestica. La quantificazione del valore effettivo dell'agevolazione è effettuata dal gestore rifiuti che provvede all'erogazione del bonus relativo all'anno a direttamente nel documento di riscossione dell'anno $a+1$. Nel caso di utenze cessate, il bonus viene quantificato dal gestore e corrisposto attraverso bonifico domiciliato erogato dalla CSEA. In caso di morosità accertata, il bonus può essere compensato del gestore con il debito pregresso.

A partire dal mese di febbraio 2026 è iniziato il processo di accreditamento a SGAte degli enti erogatori del bonus sociale rifiuti (7.896 Comuni). Alla data del 6 aprile 2026, risultavano iscritti al sistema SGAte 5.781 enti erogatori (73,21%) che hanno provveduto a designare i gestori territorialmente competenti ai fini della quantificazione ed erogazione dell'agevolazione. Si sono iscritti a SGAte 4.797 gestori rifiuti territorialmente competenti (ciascun gestore può essere designato da più enti erogatori).

I gestori rifiuti che ricevono i flussi con i dati delle DSU sottosoglia rappresentano il 79,7% della popolazione residente nei territori di competenza.

Le DSU assegnate ai gestori, dopo i controlli di unicità effettuati da SGAte (eliminazione delle DSU doppie, ecc.) sono pari a 3.501.891. I gestori territorialmente competenti hanno effettivamente acquisito, per le successive verifiche ed erogazione del bonus sociale, 2.660.417 DSU (si veda la tavola 10.24).

Le DSU non assegnabili sono pari a 838.377; il 76,4% di tali DSU risulta non assegnabile a causa della mancata designazione da parte dell'ente erogatore del gestore territorialmente competente (pari al 14,2% della popolazione), e il 23,56% a causa della mancata iscrizione del gestore a SGAte (pari al 6,2% della popolazione).

TAV. 10.24 Bonus sociali rifiuti: DSU importate dal SII e assegnate ai GTRU – anno 2025

DSU importate dal SII	4.000.760
DSU scartate per controllo di unicità	498.896
DSU assegnabili ai gestori	3.501.891
di cui DSU assegnate ai gestori [1]	2.660.417
di cui DSU non assegnate [1]	838.377

[1] Aggiornamento al 3 aprile 2026.

Fonte: Dati SGAte.

Contributo straordinario di cui al decreto legge 28 febbraio 2025, n. 19

Con le delibere n. 132/2025/R/eel e n. 144/2025/R/eel, l'Autorità ha dato attuazione all'art. 1 del decreto legge n. 19/25, che ha istituito per l'anno 2025 un contributo straordinario del valore di 200 euro sulle forniture di energia elettrica dei clienti domestici con valori ISEE fino a 25 mila euro.

In particolare, con la delibera n. 132/2025/R/eel sono state definite le prime disposizioni volte ad assicurare la tempestiva erogazione del contributo straordinario per i clienti già beneficiari del bonus sociale elettrico, in conformità a quanto previsto dall'articolo sopra citato, in modo da garantire un supporto immediato ed effettivo ai nuclei familiari in condizione di maggior disagio economico, prevedendo che il contributo venisse erogato con riferimento al periodo di competenza dal 1° aprile 2025 al 31 luglio 2025 con ratei giornalieri di importo pari a 1,64 euro/giorno da sommare agli importi ordinari stabiliti per il bonus sociale elettrico.

Con la delibera n. 144/2025/R/eel è stata completata l'attuazione delle disposizioni di cui all'art. 1 del decreto legge n. 19/25, prevedendo la trasmissione da parte di INPS, mensilmente a partire dal mese di aprile 2025, al Gestore del SII di una comunicazione contenente l'elenco dei nuclei familiari ISEE aggiuntivi, suddiviso nelle seguenti tre classi di agevolazione per finalità statistiche e di monitoraggio:

- classe X) DSU aventi nuclei con 9.530 <ISEE (Ordinario o corrente Ordinario) <= 15.000 con meno di 4 figli;
- classe Y) DSU aventi nuclei con 15.000 <ISEE (Ordinario o corrente Ordinario) <= 25.000 con meno di 4 figli;
- classe Z) DSU aventi nuclei con 20.000 <ISEE (Ordinario o corrente Ordinario) <= 25.000 con 4 o più figli a carico.

A decorrere dal mese di giugno 2025, il Gestore del SII, sulla base delle DSU ricevute da INPS, ha individuato i clienti titolari delle forniture elettriche aventi diritto al contributo straordinario e attivato e notificato il medesimo ai soggetti interessati ai fini del riconoscimento in fattura, secondo le medesime modalità previste per l'attivazione del bonus sociale di energia elettrica.

Rapporti con le associazioni dei clienti domestici e non domestici

I rapporti tra l'Autorità e le associazioni rappresentative dei clienti finali domestici (consumatori) e non domestici si svolgono nel quadro di appositi Protocolli di intesa, che formalizzano gli obiettivi di interesse comune e gli strumenti per il loro perseguimento. Per quanto riguarda i consumatori, i rapporti tra l'Autorità e le associazioni accreditate nel Consiglio nazionale dei consumatori e degli utenti (CNCU) si svolgono nell'ambito del Protocollo di intesa sottoscritto il 13 maggio 2009. Dal 2013 l'Autorità è, inoltre, parte di un Protocollo di intesa stipulato con le organizzazioni nazionali di rappresentanza delle piccole imprese, finalizzato a rafforzare la capacità di tali imprese di cogliere le opportunità derivanti dalla liberalizzazione dei mercati finali dell'energia elettrica e del gas naturale.

Le associazioni dei consumatori domestici e non domestici sono, inoltre, regolarmente coinvolte in attività di consultazione e di approfondimento, anche attraverso la partecipazione a seminari di presentazione dei principali provvedimenti di interesse, audizioni e gruppi tecnici. Tra gli argomenti che, nel 2025, sono stati oggetto di iniziative di approfondimento e confronto, oltre ai tradizionali incontri per la presentazione dei provvedimenti di aggiornamento delle condizioni economiche del servizio di maggior tutela riservato ai clienti domestici vulnerabili, rientrano quello della revisione della regolazione in materia di qualità commerciale dei servizi di vendita di elettricità e gas naturale e il metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento.

Nel corso del 2025 sono proseguiti i lavori del "Tavolo consumatori fine tutela", istituito da ARERA per creare una sede di confronto e di ascolto continuo con i rappresentanti delle associazioni dei consumatori sui temi legati al processo di rimozione delle tutele di prezzo per l'energia elettrica e il gas per i clienti domestici, basato su incontri periodici, con la partecipazione del Collegio dell'Autorità, per approfondimenti e aggiornamenti sulle novità normative e sui temi specifici di interesse delle associazioni.

Progetti finanziati mediante il Fondo sanzioni

Nel corso del 2025 è proseguita la realizzazione delle attività a vantaggio dei consumatori di energia elettrica, gas e del servizio idrico integrato, finanziate mediante le risorse del Fondo sanzioni, alimentato con i proventi delle sanzioni irrogate dall'Autorità[24].

Tali risorse hanno garantito, anche per il 2025, in via prioritaria, la copertura dei costi sostenuti per la realizzazione e la gestione del Portale Offerte da parte di Acquirente unico, come stabilito dalla legge concorrenza 2017[25]. In attuazione di quanto previsto dalla delibera 7 luglio 2020, n. 257/2020/E/com, la copertura dei costi del Portale è avvenuta, anche per il 2025, in base ai provvedimenti con i quali l'Autorità ha determinato i costi riconosciuti in acconto e approvati a consuntivo, e i relativi conguagli, per le diverse attività di Acquirente unico sottoposte alla regolazione dell'Autorità o svolte in avvalimento[26].

I progetti a vantaggio dei consumatori attuati e conclusi nel corso del 2025, oggetto di precedenti proposte dell'Autorità approvate dal Ministro competente *pro tempore*[27], hanno riguardato:

- il sostegno alle procedure di conciliazione ADR (progetto PDR), svolte presso il Servizio Conciliazione dell'Autorità o presso organismi ADR iscritti nell'elenco istituito con la delibera n. 620/2015/E/com, che offrono procedure gratuite per i consumatori. Tra questi soggetti rientrano gli organismi ADR paritetici, previsti da appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese o associazioni di imprese, disciplinati dal Codice del consumo. Il progetto, che ha coperto il triennio 2023-2025 in continuità con un analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2022, ha comportato l'erogazione di contributi forfetari in relazione all'attività di rappresentanza del consumatore effettuata dalle associazioni di consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'art. 137 del Codice del consumo, per le procedure ADR svolte in conformità alle previsioni del relativo regolamento di conciliazione e concluse con il perfezionamento e la sottoscrizione in data certa di un verbale di accordo. Nel corso dell'anno 2025, nell'ambito del progetto PDR, sono state ammesse al contributo 5.573 procedure conciliative concluse con accordi transattivi tra le parti, delle quali 4.918 svolte presso il Servizio Conciliazione e le restanti 655 svolte presso organismi ADR paritetici;
- l'attivazione, per il triennio 2023-2025, di una rete di sportelli territoriali qualificati delle associazioni dei consumatori iscritte nell'elenco previsto dall'art. 137 del Codice del consumo (progetto PQS). Il progetto, in continuità con l'analogo progetto giunto a scadenza alla fine del 2022, promuove l'operatività di una rete di punti di contatto (sportelli territoriali) delle associazioni di consumatori in grado di fornire ai clienti domestici informazione e assistenza qualificata sui servizi elettrico, gas e idrico, e comporta la copertura dei costi

24 Ai sensi dell'art. 11-bis del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35, convertito con modificazioni dalla legge 14 maggio 2005, n. 80, l'ammontare riveniente dal pagamento delle sanzioni irrogate dall'Autorità è destinato a un fondo per il finanziamento di progetti a vantaggio dei consumatori di energia elettrica e gas e del servizio idrico integrato, approvati dal Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica.

25 Legge 4 agosto 2017, n. 124; art. 1, comma 64.

26 Delibera 18 marzo 2025, n. 99/2025/A; delibera 8 luglio 2025, n. 324/2025/A.

27 Il decreto legge 9 dicembre 2023, n. 181, convertito con modificazioni dalla legge 2 febbraio 2024, n. 11, ha previsto, all'art. 14, tra l'altro, il trasferimento del Fondo sanzioni, e delle relative competenze, dal Ministero delle imprese e del made in Italy al Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica con decorrenza dal 1° gennaio 2024.

operativi del servizio fornito e delle attività di comunicazione destinate a promuovere la conoscenza e l'accesso dei consumatori ai servizi. Per il progetto in corso è stata prevista l'attivazione di 39 sportelli territoriali (a fronte dei 35 sportelli operativi nel triennio precedente). Nel corso del 2025, gli sportelli hanno registrato complessivamente 26.715 contatti con i consumatori per richieste di informazione o assistenza, che hanno dato luogo, in caso di richieste di assistenza, all'avvio di 7.493 specifiche azioni (richieste di informazioni, reclami, procedure di conciliazione, ricorsi giurisdizionali) nei confronti dei soggetti esercenti il servizio.

Indagini sul livello di soddisfazione dei clienti finali

L'Autorità monitora l'evoluzione dei settori regolati verificando che i servizi siano erogati conformemente alla regolazione vigente, intervenendo con misure correttive quando necessario, al fine di garantire la trasparenza e promuovere la concorrenza.

Ogni anno, attraverso una società di ricerca selezionata con procedura di gara europea, l'Autorità conduce indagini demoscopiche per comprendere meglio il livello di soddisfazione e i bisogni dei clienti. Queste indagini hanno l'obiettivo di monitorare e valutare la qualità dei servizi regolati, nonché di acquisire elementi utili per apportare miglioramenti alla regolazione. Le indagini svolgono un ruolo fondamentale nel raccogliere la valutazione dei servizi direttamente dai clienti e nel comprendere l'evoluzione delle loro aspettative. Inoltre, esse sono cruciali per valutare la conoscenza dei clienti delle condizioni di erogazione dei servizi regolati e fornire agli stessi informazioni che consentano di effettuare scelte consapevoli.

Nel corso del 2025, in linea con gli obiettivi di regolazione, sono state condotte le due indagini annuali previste dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e gas naturale (TIQV)[28]:

- l'Indagine di soddisfazione sulla qualità dei *call center*, che viene condotta annualmente e che ha lo scopo di valutare la facilità di accesso e la qualità delle risposte telefoniche fornite ai clienti dai *call center* commerciali delle maggiori aziende fornitrici di energia elettrica e gas;
- l'indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami, che è finalizzata ad acquisire informazioni in merito alla soddisfazione dei clienti finali riguardo alle risposte scritte ricevute a fronte della presentazione di un reclamo.

Di seguito vengono illustrati i risultati delle indagini condotte lo scorso anno.

28 Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, n. 413/2016/R/com.

Indagine di soddisfazione sulla qualità dei *call center*

L'Autorità verifica annualmente lo stato della qualità dei servizi telefonici sulla base dei dati trasmessi dai venditori di maggiori dimensioni, ai sensi degli artt. 30 e 32 del TIQV (per i dati di dettaglio si veda il Capitolo 2 del Volume 1, nell'ambito del paragrafo "*Qualità dei servizi telefonici commerciali di vendita dell'energia elettrica e del gas naturale*".)

Il monitoraggio della qualità dei servizi telefonici per le aziende di maggiori dimensioni viene effettuato presso i venditori con più di 50.000 clienti e più di 400 chiamate al giorno, attraverso un'indagine di soddisfazione di *call back*, intervistando direttamente i clienti elettrici e gas che hanno effettivamente usufruito del servizio telefonico. L'indagine ha l'obiettivo di acquisire, in relazione alla chiamata effettuata, il giudizio complessivo e una valutazione del loro grado di soddisfazione considerando i principali fattori di qualità del servizio. I giudizi sono raccolti tramite l'indagine nei giorni immediatamente successivi alla chiamata e, insieme ai dati quantitativi raccolti, forniscono informazioni utili al miglioramento dei servizi di contatto.

L'indagine relativa all'anno 2025 (le cui istruzioni operative sono state approvate con la determina del Direttore della Direzione Consumatori e Utenti n. 4/2025-DICU del 3 ottobre 2025) ha coinvolto 34 imprese di vendita, tali imprese forniscono circa 32 milioni di clienti (contabilizzando clienti elettrici e gas), pari al 60% dei clienti complessivi elettrici e gas.

Nell'ambito dell'indagine sono state effettuate 16.595 interviste telefoniche.

L'indice di soddisfazione complessivo (ICS[29]) (Fig. 10.34), risultato dell'indagine effettuata tra il 7 novembre e il 31 dicembre 2025, è in miglioramento rispetto all'anno precedente, registrando un valore pari a 92,5, tra i più elevati registrati negli ultimi anni (+1,5 rispetto all'anno precedente).

Il miglioramento nel livello dell'ICS è dovuto a due effetti:

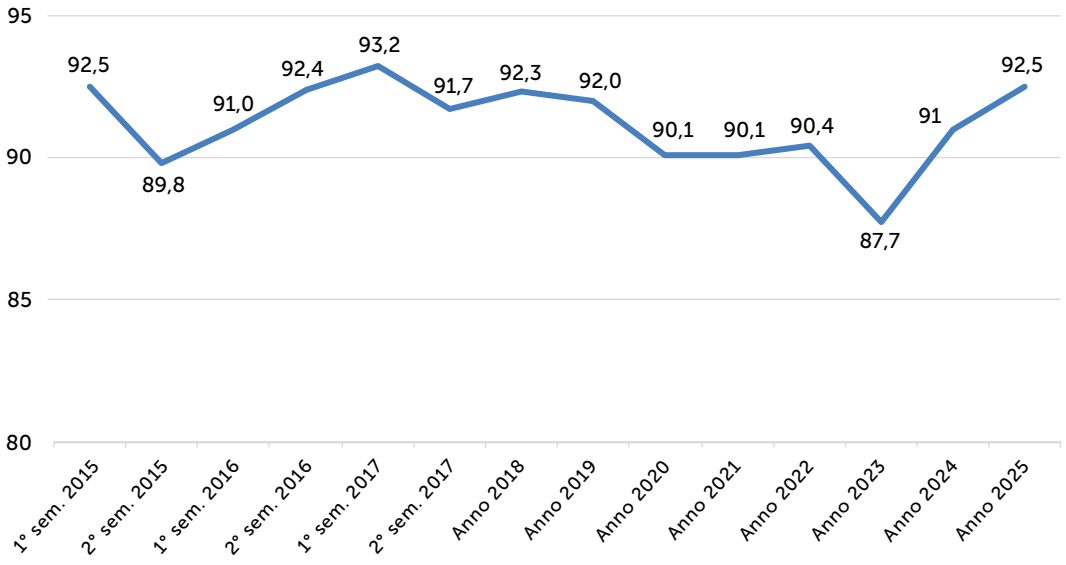
- principalmente al risultato registrato dai due fattori "*Capacità di risolvere rapidamente il problema*" (36,8%) e dal fattore "*Chiarezza delle risposte*" (29,3%), che, complessivamente, pesano per oltre il 66% dell'indice; miglioramenti in questi fattori generano un impatto rilevante sull'ICS finale;
- riduzione dell'insoddisfazione nei fattori storicamente critici; emergono miglioramenti anche nei fattori con peso minore ma che in passato generavano insoddisfazione, come il "*Tempo di attesa per parlare con l'operatore*" (peso 5,5%) e la "*Semplicità del sistema di risposte automatiche*" (peso 0,4%). Il peso nella contribuzione dell'indice complessivo è basso, ma la riduzione delle risposte "peggiore delle aspettative" contribuisce a migliorare l'indice complessivo.

Nel complesso, una quota maggiore di clienti nel 2025 ha dichiarato di aver ricevuto un servizio in linea o migliore delle aspettative. Questo spostamento complessivo, unito alla relativa ponderazione dei dati, ha portato a un

29 L'ICS è un indicatore sintetico che consente di monitorare la performance del *call center* nel suo complesso per valutare le prestazioni di un *call center* e la soddisfazione dei clienti. Viene calcolato combinando diversi fattori della qualità che influenzano la percezione del cliente, come per esempio il tempo che il cliente ha dovuto attendere prima di essere messo in contatto con un operatore, quanto bene l'operatore ha saputo gestire la richiesta del cliente, la risoluzione del problema, la chiarezza della comunicazione delle informazioni al cliente.

incremento strutturale dell'indice complessivo ICS. In sintesi, il miglioramento è stato determinato dalla qualità percepita delle risposte e dalla capacità di risoluzione, oltre che da una riduzione dei fattori problematici.

FIG. 10.34 Indice di soddisfazione – servizi telefonici dei principali venditori di energia elettrica e gas (I semestre 2015-2025)



Fonte: Indagine sulla qualità dei call center.

L'indagine fornisce una serie di informazioni sui motivi delle chiamate ai *call center*.

Dalle interviste effettuate emerge che, per poco più della metà delle chiamate (51,9 %), si è trattato di richieste di informazioni generiche (49,3 % nel 2024). Più di un quarto delle chiamate (26,1%) ha riguardato una specifica pratica (24,1% nel 2024), mentre, nel 20,1% dei casi, i clienti hanno contattato il *call center* per risolvere un problema (16,6% nel 2024). Infine, nell' 1,9% dei casi si è trattato di chiamate relative a un reclamo (3,9% nel 2024).

Il 76,3% degli intervistati è riuscito a parlare con un operatore al primo tentativo (73,6% nel 2024), mentre il 23,7% è stato intervistato per una chiamata successiva alla prima (18,8% nel 2024).

Il dato relativo ai clienti che si sono rivolti a un *call center* e che hanno ottenuto l'informazione richiesta alla prima telefonata risulta significativamente in aumento (88,3%, mentre era 83,8% nel 2024); il 9,5% era alla seconda chiamata o ha dovuto telefonare più volte per ottenere una risposta conclusiva (16,2% nel 2024). Tra i clienti che hanno dovuto richiamare risulta in leggero aumento il dato relativo a coloro che hanno dichiarato di aver ottenuto risposte poco o per nulla coerenti (38,5% rispetto al 35,3% nel 2024).

Tra i fattori che caratterizzano la qualità della risposta (Tav. 10.25), la "*capacità di risolvere il problema*" (peso 36,8%) continua a essere il fattore chiave che influenza maggiormente la soddisfazione del cliente (era 35,4% nel 2024); a seguire, la "*chiarezza delle risposte fornite*" 29,3% (era 26,6% nel 2024). Questi due fattori risultano

essere quelli che determinano la valutazione della qualità del servizio fornito dal *call center* e che quindi hanno influito maggiormente nel calcolo dell'indice complessivo di soddisfazione (ICS).

TAV. 10.25 Fattori di qualità del servizio telefonico: importanza, soddisfazione e insoddisfazione 2025 (%)

FATTORI DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO TELEFONICO	PESO	SODDISFAZIONE	INSODDISFAZIONE
Capacità di risolvere rapidamente il problema	36,8%	57,7%	6,0%
Chiarezza delle risposte	29,3%	51,5%	5,8%
Tempo per trovare la linea libera	17,7%	37,5%	5,4%
Cortesia dell'operatore	10,3%	57,1%	5,6%
Tempo di attesa per parlare con l'operatore	5,5%	39,7%	7,5%
Semplicità del sistema di risposte automatiche	0,4%	40,3%	9,1%

Fonte: Indagine di soddisfazione sulla qualità dei servizi telefonici

In termini di insoddisfazione la "*semplicità del sistema di risposte automatiche*" e il "*tempo di attesa per parlare con l'operatore*" sono i due fattori che raccolgono più giudizi negativi. Nel complesso, comunque, la soddisfazione per il servizio nel 92,2% dei casi è positiva (superiore o in linea con le aspettative).

Analizzando ulteriormente il risultato dell'indagine di soddisfazione e, in particolare, le aspettative rispetto alle modalità di erogazione del servizio di *call center*, emerge un quadro molto utile per comprendere quali siano i livelli di servizio ritenuti accettabili e preferibili dai clienti che hanno fatto ricorso ai *call center* del settore elettrico e gas.

I clienti mostrano aspettative elevate sul tempo d'attesa ritenuto tollerabile prima di parlare con un operatore. La maggioranza considera accettabile un'attesa non superiore a 2 minuti, mentre oltre il 61% degli utenti ritiene tollerabile un'attesa massima di 2 minuti. Il livello di servizio atteso dai clienti è molto elevato e richiede *call center* reattivi. Quasi i tre quarti dei clienti si attendono un servizio più lungo e flessibile rispetto ai tradizionali orari d'ufficio. I clienti si dichiarano disponibili all'uso di risponditori automatici, ma preferiscono che resti possibile parlare con un operatore, soprattutto in caso di problemi complessi.

Il 56,5% dei clienti, chiamato a esprimere una preferenza sullo sviluppo, da parte delle aziende, dei canali di contatto telefonici o servizi digitali oppure di sportelli sul territorio, ha indicato la propria preferenza per lo sviluppo dei *call center*, il 34,7% dei rispondenti preferisce gli sportelli sul territorio, mentre l'8,8% non ha espresso preferenza per un canale specifico. Infine, l'82% dei rispondenti ha dichiarato che ha utilizzato il *call center* perché è il canale più comodo, mentre il 18% avrebbe preferito recarsi a uno sportello ma non aveva alternative.

Per quanto riguarda i tempi di attesa per parlare con un operatore, il 38,6% gradisce un messaggio che suggerisca di richiamare in momenti con minor traffico telefonico, il 38,3% degli intervistati ha risposto che, in caso di linea occupata, gradisce il servizio che preveda di essere richiamato, mentre il 16,7% preferisce ascoltare un messaggio che indichi il tempo di attesa previsto. Solo il 6,4% non indica preferenze.

La rilevazione del 2025 conferma, inoltre, la solidità del disegno campionario, con 16.595 interviste realizzate e un processo di *call back* che garantisce l'elevata freschezza delle informazioni raccolte (tutte le interviste sono state completate entro un giorno dalla consegna degli elenchi).

Nel complesso, i risultati dell'indagine mostrano un rafforzamento della qualità del servizio offerto dai *call center*, con un miglioramento trasversale sia nelle dimensioni più rilevanti per gli utenti sia negli aspetti storicamente più critici. L'evoluzione positiva dell'ICS testimonia che la maggior parte dei clienti vive un'esperienza in linea o superiore alle proprie aspettative, confermando la tendenza verso standard di servizio elevati.

Indagine sulla qualità delle risposte ai reclami scritti

L'indagine di *customer satisfaction* sulla qualità delle risposte ai reclami scritti coinvolge, tramite interviste, i clienti che sono risultati destinatari di una risposta scritta a un reclamo, secondo quanto previsto dall'art. 38 del TIQV. L'indagine ha l'obiettivo di acquisire un giudizio di soddisfazione su come è stato trattato il reclamo attraverso la valutazione di diversi fattori di qualità da parte dei clienti che hanno ricevuto una risposta scritta dal venditore di energia.

Con la determina n. 2/2025-DICU del 19 settembre 2025 sono state approvate le istruzioni operative relative all'indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami (art. 38 del TIQV) che si è svolta da ottobre a dicembre 2025. Nell'indagine sono state coinvolte 14 tra le principali imprese di vendita di energia elettrica e gas, in rappresentanza di circa 37 milioni di clienti (contando clienti elettrici e gas serviti), pari al 69% circa dei clienti complessivi. Sono state effettuate 13.853 interviste CATI (interviste telefoniche) e 1.233 interviste CAWI (interviste via web) per un totale complessivo di 15.086 interviste.

Per quanto riguarda i risultati dell'indagine sui reclami 2025, il 66% circa dei clienti intervistati si è dichiarato soddisfatto della risposta ricevuta, sommando i "*totalmente soddisfatti*" (24,8%) e gli "*abbastanza soddisfatti*" (41,2%), mentre il 34,0% risulta insoddisfatto, includendo il 25,8% che si dichiara insoddisfatto e l'8,2% che si dichiara "*gravemente insoddisfatto*".

Analizzando le diverse tipologie di intervistati, i più soddisfatti risultano essere i clienti titolari del contratto, soddisfatti complessivamente al 67,6% (somma di "*totalmente*" e "*abbastanza soddisfatti*"). Analizzando i dati per tipologia di mercato, i clienti del mercato libero totalizzano livelli di soddisfazione pari al 65,5%, mentre percentuali più elevate sono state riscontrate per i clienti del mercato tutelato, soddisfatti nel 63,5% dei casi. Il differenziale non è ampio, il che indica che la qualità percepita del servizio post-reclamo è simile nei due mercati.

I livelli più bassi di soddisfazione si riscontrano tra i delegati professionali, soddisfatti al 47,9%, e tra i delegati non professionali (figli, parenti, amici), che esprimono soddisfazione nel 54,8% dei casi.

Se si analizzano ulteriormente i risultati, il 97,1% di chi ha risolto totalmente il problema si dichiara soddisfatto della risposta ricevuta (somma di "*totalmente*" più "*abbastanza soddisfatti*"). Fra coloro che hanno risolto il problema solo parzialmente, la quota di soddisfatti scende al 66,5%, mentre tra chi non ha risolto il problema (il 26,7% del campione non ha risolto il problema segnalato nel reclamo) la soddisfazione si attesta al 13,6%.

Dall'indagine emerge inoltre che, prima di presentare il reclamo scritto, il 56,6% dei clienti si era rivolto al *call center* dell'azienda, mentre il 17,7% aveva già inviato un precedente reclamo. Il 6,2% aveva tentato di risolvere il problema rivolgendosi ad altri canali dell'azienda, il 2,3% si era recato presso sportelli o uffici fisici del venditore, mentre l'1,9% ha dichiarato di essersi rivolto a un'associazione dei consumatori. Inoltre, l'1,5% si è rivolto al proprio legale o al commercialista e l'1,9% allo Sportello per il consumatore Energia e Ambiente. Solo lo 0,7% ha seguito altre modalità. Infine, il 27,6% dei clienti ha scritto direttamente il reclamo, senza contatti precedenti.

Per quanto riguarda i motivi di reclamo, nel 54,8% dei casi il cliente intervistato ha dichiarato problemi inerenti alla fatturazione. A seguire, rilevano le vicende contrattuali (20,1%), i temi relativi alla misura (14,5%), quelli legati al mercato (9,9%) e alla morosità o sospensione della fornitura (8,8%). Incidono in misura minore le problematiche di qualità tecnica (4,8%) e di qualità commerciale (2,4%), mentre il bonus sociale rappresenta l'1,8% dei motivi di reclamo.

Nel dettaglio, ai clienti intervistati è stato chiesto di valutare, con una scala semantica a tre risposte (adeguato, migliore o peggiore rispetto alle proprie aspettative), otto fattori di qualità della risposta e, nella misura in cui il giudizio espresso fosse "peggiore", sono state proposte domande aggiuntive per approfondire il livello di gravità percepita.

I fattori sui quali si concentra in misura più rilevante l'insoddisfazione dei clienti risultano essere gli stessi dell'anno scorso che, anche nel 2025, raccolgono percentuali elevate di giudizi "peggiori". In particolare, "*la chiarezza sui tempi in cui il problema verrà risolto*", con il 32,9% di valutazioni peggiori e "*la completezza delle indicazioni sulle modalità con cui il problema verrà risolto*", con il 32,7% di giudizi peggiori sono i due fattori che pesano maggiormente nella costruzione dell'indice ICS.

TAV. 10.26 Importanza attribuita dai clienti ai fattori della qualità della risposta e insoddisfazione 2025 (%)

FATTORI DELLA QUALITÀ DELLA RISPOSTA	PESO	SODDISFAZIONE	INSODDISFAZIONE
La chiarezza sui tempi in cui il problema è stato o verrà risolto	18%	67,1%	32,9%
La completezza delle indicazioni sui modi in cui il problema verrà risolto	16,8%	67,3%	32,7%
La comprensibilità e chiarezza del linguaggio utilizzato nella risposta	15,5%	63,4%	36,6%
La chiara indicazione di un referente aziendale per eventuali ulteriori chiarimenti	12,3%	68,7%	31,3%
La precisione e completezza dei riferimenti ai motivi del reclamo presentato	11,4%	72,8%	27,2%
Le motivazioni fornite dall'azienda per considerare fondato o infondato il reclamo	11,2%	69,1%	30,9%
La precisione e completezza dei riferimenti relativi all'utenza per cui ha presentato il reclamo	10%	76%	24%
La documentazione allegata	4,8%	73,6%	26,4%

Fonte: Indagine di soddisfazione sulle risposte ai reclami.

Considerando nel complesso le risposte di tutti i clienti intervistati che rappresentano il campione di indagine, l'indice di soddisfazione complessiva (ICS) per il 2025 è pari a 68,3 su 100; valore che risulta superiore a quello rilevato nel 2024 (+2,4).

Emergono alcune evidenze utili per comprendere come tempi di risposta, risoluzione del reclamo e caratteristiche del cliente influenzino la soddisfazione complessiva e l'ICS.

La risoluzione del reclamo è la variabile più determinante della soddisfazione (quasi 100% se risolto). La soddisfazione non dipende tanto dalla qualità della risposta scritta, quanto dal fatto che il cliente percepisca la risoluzione concreta del problema. La comunicazione può essere chiara, ma se il problema resta irrisolto, la soddisfazione si riduce drasticamente. Il rispetto dei tempi migliora la soddisfazione, ma non quanto la risoluzione del problema. Il fattore "tempi" sembra penalizzare ulteriormente la valutazione, ma non è l'elemento primario che determina il giudizio.

Il segmento dei clienti non domestici mostra sistematicamente livelli di soddisfazione inferiori rispetto ai clienti domestici. Le utenze business hanno aspettative più elevate e processi più complessi; quindi, valutano il trattamento del reclamo con maggiore severità. I delegati professionali sono i più critici: probabilmente perché più esperti, più consapevoli di diritti e standard, e spesso attivati per situazioni già conflittuali.

Per quanto riguarda le tipologie di mercato il differenziale dell'indice ICS non è ampio, indicando che la qualità percepita del servizio post-reclamo è simile nei due mercati.

L'indagine rappresenta anche un'occasione per verificare la conoscenza, da parte dei clienti, di alcune caratteristiche del servizio. Nel 2025, il 20,9% dei clienti che hanno presentato reclamo ha dichiarato di essere al corrente dell'esistenza di indennizzi automatici connessi con il mancato rispetto degli standard sui tempi di risposta dell'azienda.

Il 44,3% dei clienti ha dichiarato di non essere a conoscenza della loro esistenza, il 37,6% ne aveva sentito parlare ma non era in grado di descriverli, mentre il 18,1% ha dichiarato di conoscerli e ha saputo citare quelli relativi, in particolare, ai tempi di risposta ai reclami.

Anche tra chi conosce gli standard, non tutti sono consapevoli delle tutele economiche collegate. È un segnale di discontinuità informativa nelle comunicazioni inviate dai venditori. Questo significa infatti che oltre 6 clienti su 10 non possiedono un'informazione completa o corretta su un elemento fondamentale dei propri diritti. Implica che per questi clienti la comunicazione sugli standard non è ancora percepita come chiara, accessibile o sufficiente, mentre la consapevolezza dei clienti con una conoscenza latente, che costituiscono un potenziale importante, può essere migliorata con interventi mirati di comunicazione, poiché tali clienti mostrano sensibilità a questi temi, pur non avendo acquisito ancora informazioni complete e precise.

Nonostante la presenza degli standard nella regolazione da ormai molti anni, il livello di consapevolezza dei clienti rimane basso. Ciò significa che il cliente o non legge con sufficiente attenzione le informazioni inserite nella risposta al reclamo, oppure le trova poco chiare o tecniche, o le considera secondarie rispetto alla risoluzione del problema.

Gli esiti dell'indagine sui reclami confermano che, anche tra chi ha visto nella risposta al reclamo la parte relativa agli indennizzi solo il 29,1% ha giudicato "molto chiare" le informazioni, mentre il 10,3% le ha trovate poco o per nulla chiare. La presenza di una quota elevata di clienti che non conosce i propri diritti circoscrive la capacità di valutare in modo critico la qualità della risposta, rende più difficile riconoscere eventuali inadempienze e influisce sulla percezione generale della relazione con il venditore. In generale, i clienti meno informati denotano una minore aspettativa, il che può talvolta portare a valutazioni meno articolate (sia positive sia negative). La scarsa conoscenza può ridurre la capacità dei clienti di tutelarsi attivamente e di valutare la qualità del servizio.

Nel complesso gli esiti dell'indagine sui reclami, pur evidenziando un risultato complessivo in miglioramento rispetto all'anno precedente, mettono in evidenza che per aumentare la soddisfazione dei clienti che sporgono un reclamo è necessario risolvere davvero i problemi evidenziati, fornendo risposte più complete, più chiare e soprattutto più personalizzate, rendendo trasparenti tempi, modalità e responsabilità nella gestione della problematica. Inoltre, appare importante rilevare che una quota di clienti "quasi o poco informati" rappresenta un target chiave per lo sviluppo di attività di informazione e comunicazione.

CAPITOLO **11**

11

Vigilanza, sanzioni e contenzioso

Intersettoriale

Indagini, vigilanza e controllo

Attività di vigilanza e controllo dell'Autorità

Le attività di vigilanza e controllo dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente (ARERA) sono finalizzate alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità nell'ambito dei settori da essa regolati e della corretta applicazione delle disposizioni regolatorie definite dall'Autorità a tutela degli interessi di clienti finali e imprese.

In esito a tali attività, nei casi di accertata inadempienza o violazione della normativa di riferimento, l'Autorità può adottare provvedimenti di natura prescrittiva o sanzionatoria, approvare impegni ripristinatori, oltre che procedere al recupero degli importi indebitamente percepiti. Gli esiti delle attività di vigilanza rilevano anche ai fini dell'eventuale revisione delle discipline regolatorie, in un processo volto al continuo miglioramento delle disposizioni regolatorie fondato sull'esperienza acquisita nella loro applicazione.

Per svolgere le attività di accertamento e ispezione presso operatori, impianti, processi e servizi regolati, l'Autorità si avvale anche della collaborazione:

- della Guardia di finanza, per l'effettuazione di verifiche ispettive con sopralluogo, controlli telefonici e altre forme di collaborazione (quali controlli documentali), in forza del nuovo protocollo di intesa relativo ai rapporti di collaborazione tra l'Autorità e la Guardia di finanza, riportato nell'allegato A alla delibera n. 307/2025/A. In particolare, attraverso il Nucleo Speciale Beni e Servizi (NSBS), la Guardia di finanza fornisce un contributo significativo alle attività di controllo dell'Autorità, sia in termini di risorse, sia di competenze;
- dell'Arma dei Carabinieri che ha messo a disposizione dell'Autorità, ai sensi della delibera n. 164/2024/A, un Nucleo (Nucleo Carabinieri ARERA) composto da militari provenienti dal Gruppo per la tutela ambientale e la sicurezza energetica di Milano, posti prevalentemente a supporto operativo della Divisione Ambiente. Nel corso del 2025 il Nucleo Carabinieri ARERA ha, in particolare, proseguito l'attività di approfondimenti istruttori avviata nel 2024 nell'ambito del procedimento relativo all'applicazione del meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI) per gli anni 2022 e 2023. Inoltre, il Nucleo Carabinieri ARERA ha avviato specifiche attività di accertamento con sopralluogo finalizzate alla regolarizzazione delle posizioni anagrafiche di soggetti inadempienti agli obblighi informativi di cui all'allegato A della delibera n. 102/2022/R/com Testo integrato degli obblighi informativi di natura anagrafica per gli operatori dei settori di competenza dell'Autorità (TIAO)), con riferimento all'Anagrafica operatori (AO) e alle anagrafiche territoriali.

Nel 2025 l'attività di vigilanza ha ulteriormente ampliato le tematiche affrontate, coinvolgendo un numero crescente di clienti e operatori. In particolare, i nuovi campi d'indagine hanno riguardato: 1) l'accesso dei clienti domestici vulnerabili al servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili (STG), mediante controlli telefonici, strumento già utilizzato l'anno scorso per accertamenti relativi alle informazioni pre-contrattuali fornite dalle imprese di vendita ai clienti finali e come sempre per la sicurezza nell'utilizzo

del gas (in particolare il funzionamento del pronto intervento); 2) la dichiarazione da parte delle imprese di distribuzione alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) dei dati per il versamento degli oneri generali di sistema (OGdS) e dei saldi di perequazione; 3) le verifiche in materia di TIAO, effettuate anche mediante sopralluoghi con la collaborazione del Nucleo Carabinieri ARERA.

Più in dettaglio l'attività di vigilanza è stata svolta nel 2025 attraverso:

- verifiche ispettive *in loco*, nei seguenti ambiti prioritari di accertamento:
  - la tutela dei consumatori (con riferimento, per esempio, ai *bonus* sociali, a impegni ripristinatori in materia di fatturazione ai clienti finali e all'utilizzo del Sistema informativo integrato (SII) da parte delle imprese di vendita per l'esecuzione dei processi commerciali);
  - la sicurezza e la qualità dei servizi erogati dai gestori di reti;
  - il corretto funzionamento dei mercati (con riferimento, per esempio, al meccanismo di reintegrazione alle imprese di vendita dei mancati incassi degli OGdS);
  - il controllo presso impianti di produzione elettrica in materia di servizio di riaccensione del sistema elettrico;
- controlli telefonici nei confronti degli esercenti l'STG e delle imprese di distribuzione del gas;
- controlli documentali, relativi in particolare alle verifiche sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica (energivori), all'*unbundling* contabile e alla dichiarazione di investimenti da parte degli operatori nei servizi infrastrutturali dell'energia elettrica e del gas nonché alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, agli oneri di funzionamento dell'Autorità.

Nel corso dell'anno sono state inoltre approvate le delibere 15 aprile 2025, n. 163/2025/E/com e 2 dicembre 2025, n. 521/2025/E/com con le quali sono state determinate, ai sensi della delibera n. 592/2021/R/com, penalità a carico degli esercenti la vendita finale di elettricità e di gas che non hanno trasmesso all'Autorità nei termini previsti i prezzi medi praticati rispettivamente nel secondo semestre 2024 e nel primo semestre 2025.

È, infine, proseguita l'attività di monitoraggio dello stato delle gestioni nei settori regolati attraverso l'Anagrafica operatori, anche mediante approfondimenti condotti a livello comunale grazie alle anagrafiche territoriali (gas, idrica, teleriscaldamento e rifiuti).

Verifiche ispettive e controlli telefonici

La tabella di dettaglio (Tav. 11.1) evidenzia un incremento del numero di sopralluoghi ispettivi effettuati nel 2025 rispetto all'annualità precedente; in particolare, i sopralluoghi ispettivi effettuati con la collaborazione dell'NSBS sono passati da 22 a 24 e a tali attività si aggiungono 8 sopralluoghi effettuati dal Nucleo Carabinieri ARERA. In parallelo, i militari dell'NSBS hanno svolto controlli telefonici nei confronti degli esercenti l'STG al fine di verificare la correttezza delle informazioni fornite ai clienti domestici vulnerabili per l'accesso al servizio.

TAV. 11.1 *Sintesi delle attività ispettive svolte nel periodo 2021-2025*

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2021	2022	2023	2024	2025
Tutela dei consumatori	1	4	3	7	8
Tariffe e *unbundling*	-	2	-	3	2
Qualità del servizio	16	17	19	8	7
Mercati all'ingrosso e *retail*	2	2	2	2	2
Connessione degli impianti di produzione	-	-	-	2	5
Obblighi informativi ad ARERA					8
TOTALE	19	25	24	22	32
Di cui con la collaborazione di:					
Arma dei Carabinieri – Nucleo Carabinieri ARERA – Reparti territoriali	-	-	2		8
Guardia di finanza – Nucleo speciale beni e servizi	19	25	22	22	24

Fonte: ARERA.

TAV. 11.2 *Dettaglio delle attività ispettive svolte nel periodo 2021-2025*

Numero di verifiche ispettive svolte con sopralluogo

ARGOMENTO	2021	2022	2023	2024	2025
TUTELA DEI CONSUMATORI					
Bonus sociale	-	-	1	4	4
Impegni ripristinatori	-	-	-	1	2
Fatturazione a clienti finali di energia elettrica e di gas e altri adempimenti connessi con la vendita	-	1	-	-	-
Costi sostenuti da Sogin per il DN-PT	1	-	-	-	
Reintegrazione oneri generali di sistema non incassati per morosità	-	2		2	2
Effettiva cessazione di violazioni già oggetto di provvedimenti sanzionatori	-	1	2	-	-
Tutela dei clienti finali in merito alla correttezza delle informazioni fornite dai servizi telefonici delle imprese	-	-	-	CT[A]	CT[C]
TARIFFE E *UNBUNDLING*					
Tariffe di distribuzione, trasporto e misura del gas	-	2		3	
Unbundling					1
Oneri generali di sistema e perequazione					1
QUALITÀ DEL SERVIZIO					
Continuità del servizio elettrico	-	3			
Qualità del trasporto elettrico	1	-	1		
Incentivi della sicurezza gas	8	4	5	6	3
Servizio di pronto intervento gas	7+CT[B]	10+CT[B]	13	2+ CT[B]	4+CT[B]
MERCATI ALL'INGROSSO E *RETAIL*					
Settlement gas	2				

ARGOMENTO	2021	2022	2023	2024	2025
Volture	-		2		
Utilizzo processi e servizi del Sistema informativo integrato	-	1		2	2
Volumi di servizio erogati nel settore elettrico		1			
CONNESSIONE DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE					
Adeguamento degli impianti ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale				2	5
OBBLIGHI INFORMATIVI VERSO ARERA					
Obblighi informativi previsti dal TIAO					8
TOTALE	19	25	24	22	32

(A) CT = controlli telefonici a 10 imprese di vendita in merito a informazioni pre-contrattuali
(B) CT = controlli telefonici (in numero di 50 all'anno, 30 nel 2024, 20 nel 2025).
(C) CT = controlli telefonici a 7 esercenti il servizio a tutele graduali (STG) per i clienti domestici non vulnerabili
Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese di vendita in materia di erogazione del *bonus* sociale elettrico e gas

Nel periodo maggio-novembre 2025 sono state effettuate quattro verifiche ispettive in materia di erogazione del *bonus* sociale, a completamento di un programma di cinque verifiche, ai sensi della delibera 29 ottobre 2024, n. 433/2024/E/com.

Le verifiche ispettive hanno avuto a oggetto il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di erogazione del *bonus* sociale elettrico e gas, di cui alla delibera 23 febbraio 2021, n. 63/2021/R/com e ai relativi allegati; tale provvedimento disciplina le modalità applicative del regime di riconoscimento automatico agli aventi diritto dei *bonus* sociali elettrico, gas e idrico per disagio economico. Inoltre, l'allegato B alla medesima delibera prevede in capo alle imprese di vendita specifici obblighi informativi nei confronti del Gestore del SII, riguardanti la numerosità e l'importo dei *bonus* erogati ogni bimestre.

In esito alle verifiche, svolte presso quattro grandi imprese di vendita, sono state riscontrate violazioni alla delibera n. 63/2021/R/com e sono stati avviati i primi tre procedimenti sanzionatori, con le determine DSAI/22/2025/com, DSAI/2/2026/com e DSAI/5/2026/com.

In particolare sono emerse: violazioni degli obblighi informativi nei confronti del SII, in contrasto con quanto previsto dall'art. 18 dell'allegato B alla delibera n. 63/2021/R/com, la mancata o ritardata fatturazione ai beneficiari di importi di *bonus* e la presenza di quote di *bonus* fatturati ma non riscossi, relativi a clienti non più forniti dalle Società, che non hanno provveduto a un'erogazione tempestiva dei *bonus*, in contrasto con le finalità della riforma del *bonus* in senso "automatico", in violazione dell'art. 11 dell'allegato A alla 63/2021/R/com.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola che segue.

TAV. 11.3 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese di vendita in materia di erogazione del* bonus *sociale elettrico e gas (maggio-novembre 2025)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Quattro grandi imprese di vendita di energia elettrica e gas	Verifica della corretta applicazione della regolazione in materia di erogazione del *bonus* sociale elettrico e gas (delibera n. 63/2021)	Accertate violazioni alla delibera n. 63/2021 per quattro grandi imprese per mancata o ritardata erogazione di importi di *bonus* e per mancata rendicontazione al SII dei *bonus* erogati. Avviati 3 procedimenti sanzionatori con procedura semplificata (uno in fase di emissione).

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese regolate, in materia di attuazione di impegni di cui all'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11

Nel periodo luglio-ottobre 2025 sono state effettuate ai sensi della delibera 11 marzo 2025, n. 82/2025/E/com due verifiche ispettive in materia di attuazione di impegni di cui all'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11, nei confronti di imprese regolate già interessate da procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di fatturazione ai clienti finali conclusi con l'approvazione degli impegni proposti dalle medesime imprese.

Le verifiche ispettive sono state effettuate, con la collaborazione della Guardia di finanza, per accertare:

- l'effettiva cessazione delle condotte oggetto di contestazione al momento della dichiarazione di ammissibilità della proposta di impegni;
- la corrispondenza fra gli impegni approvati e la loro concreta attuazione;
- i tempi impiegati per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati o lo stato di avanzamento degli stessi;
- i costi effettivamente sostenuti per l'implementazione di ciascuno degli impegni approvati;
- la completezza, esattezza e rappresentatività delle informazioni e dei documenti posti a base dei provvedimenti di approvazione.

Le verifiche, svolte presso due grandi imprese di vendita, hanno avuto un esito conforme.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola che segue.

TAV. 11.4 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese regolate, in materia di attuazione di impegni di cui all'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 (luglio-ottobre 2025)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese di vendita di energia elettrica e gas	Verifica dell'effettiva cessazione delle condotte contestate, della corrispondenza fra gli impegni approvati e l'attuazione degli stessi e verifica dei tempi impiegati per l'implementazione degli impegni.	Esito conforme

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese utenti del trasporto di energia elettrica, in materia di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici

Nel periodo febbraio-marzo 2025, con l'effettuazione delle ultime due verifiche ispettive, si è concluso il programma di ispezioni nei confronti di quattro imprese di vendita di energia elettrica in materia di riconoscimento degli OGdS non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici, previste dalla delibera n. 18 giugno 2024, 234/2024/E/eel e da effettuare entro il 31 marzo 2025.

Le operazioni di verifica hanno avuto a oggetto il riconoscimento agli utenti del trasporto degli OGdS non riscossi dai clienti finali, oggetto delle istanze presentate alla CSEA e riferiti agli anni 2016 (entrata in vigore del codice di rete tipo) e seguenti, inclusa la corretta quantificazione degli importi. In particolare, le verifiche, effettuate con il supporto della CSEA, hanno comportato l'accertamento del possesso, da parte dell'impresa richiedente, dei requisiti necessari per accedere al meccanismo di cui all'allegato A alla delibera n. 32/2021/R/eel nonché della disponibilità e dell'idoneità della documentazione necessaria a comprovare la quantificazione degli importi degli OGdS non versati dai clienti finali comunicati alla CSEA.

In esito alle verifiche svolte presso due grandi società, che hanno optato per il regime semplificato di presentazione delle istanze, non sono emersi profili di non conformità.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola che segue.

TAV. 11.5 *Verifiche ispettive nei confronti di imprese utenti del trasporto di energia elettrica, in materia di riconoscimento degli oneri generali di sistema non riscossi dai clienti finali e già versati alle imprese distributrici (febbraio-marzo 2025)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Due grandi imprese di vendita di energia elettrica in qualità di utenti del trasporto	Verifica del rispetto degli obblighi previsti dall'allegato A alla delibera n. 32/2021/R/eel in materia di riconoscimento degli OGdS non riscossi dai clienti e già versati ai distributori	Esito conforme per due grandi imprese.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Controlli telefonici con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti degli esercenti il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, in materia di informazioni fornite ai clienti domestici vulnerabili per l'attivazione del servizio, ai sensi della legge n. 193/24

Nel periodo marzo-aprile 2025 sono stati effettuati controlli telefonici, ai sensi della delibera 18 marzo 2025, n. 95/2025/E/eel, nei confronti degli esercenti il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, in

materia di informazioni fornite ai clienti domestici vulnerabili per l'attivazione del servizio, ai sensi della legge n. 193/24, recepita dall'Autorità con delibera n. 10/2025/R/eel. Le chiamate sono state effettuate in incognito ai recapiti del servizio telefonico reso disponibile per consentire al cliente domestico vulnerabile di esercitare agevolmente il diritto di chiedere l'attivazione dell'STG entro il 30 giugno 2025.

I controlli, svolti dall'NSBS nel periodo 26 marzo – 01 aprile 2025, secondo le modalità previste dalla procedura allegata alla delibera n. 95/2025/E/eel, hanno riguardato 7 imprese.

In esito all'analisi delle registrazioni delle chiamate di controllo sono emerse alcune non conformità in relazione a due imprese che, nel corso di alcune chiamate, avevano reso informazioni non corrette circa la possibilità per i clienti vulnerabili di accedere all'STG.

Con determina 3 novembre 2025 DSAI/21/2025/eel sono stati avviati due procedimenti per l'accertamento di violazioni delle disposizioni in materia di accesso dei clienti domestici vulnerabili all'STG e per l'adozione dei relativi provvedimenti sanzionatori. Con delibere n. 65/2026/S/eel e n. 66/2026/S/eel sono stati dichiarati inammissibili le proposte di impegni presentate dai due esercenti l'STG nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati nei loro confronti.

Gli esiti dei controlli telefonici sono sintetizzati nella tavola che segue.

TAV. 11.6 *Controlli telefonici con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti degli esercenti il servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili, in materia di informazioni fornite ai clienti domestici vulnerabili per l'attivazione del servizio, ai sensi della legge n. 193/24 (marzo-aprile 2025)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Sette imprese esercenti l'STG	Verifica delle informazioni fornite telefonicamente ai clienti non vulnerabili in merito alla possibilità di accedere all'STG, ai sensi di legge	Riscontrate violazioni per due imprese. Per entrambe: avviato procedimento sanzionatorio e dichiarate inammissibili le proposte d'impegni presentate.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di un'impresa di distribuzione di gas naturale in materia di dichiarazione e versamento alla CSEA degli oneri generali di sistema e delle ulteriori componenti, di saldi di perequazione generale e di riconoscimento del *bonus* sociale gas

Nel mese di dicembre 2025 è stata effettuata dall'Autorità, con il supporto della CSEA, una verifica ispettiva presso un'impresa di distribuzione di gas naturale di medie dimensioni ai sensi della delibera 11 novembre 2025, n. 481/2025/E/gas, in materia di dichiarazione e versamento alla CSEA degli oneri generali di sistema e delle ulteriori componenti, di saldi di perequazione generale e di riconoscimento del *bonus* sociale gas.

La regolazione tariffaria relativa alla distribuzione di gas naturale (RTDG 2020-2025[1]), in continuità con le disposizioni degli anni precedenti (RTDG 2014-2019[2]), dispone che le imprese operanti in tale settore trasmettano periodicamente alla CSEA dichiarazioni relative alle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali di sistema e alle ulteriori componenti perequative e che provvedano a versare alla CSEA gli importi risultanti dalle suddette dichiarazioni; resta ferma la possibilità che la CSEA proceda all'eventuale liquidazione, per talune componenti, di importi a favore delle imprese, ove ne ricorrano le condizioni. La CSEA ha segnalato all'Autorità una situazione di prolungata inadempienza, da parte di un'impresa di distribuzione, ai suddetti obblighi; in considerazione di ciò, è stata disposta una verifica ispettiva finalizzata alla determinazione degli eventuali importi dovuti dal sistema all'impresa distributrice inadempiente e, viceversa, di quelli dovuti dall'impresa al sistema.

La particolare complessità delle attività di ricostruzione degli importi ha reso necessari ulteriori approfondimenti successivi alla verifica ispettiva: gli esiti dell'attività sono tuttora in corso di valutazione.

TAV. 11.7 *Verifica ispettiva con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di un'impresa di distribuzione di gas in materia di dichiarazione e versamento alla Cassa per i servizi energetici e ambientali degli oneri generali di sistema e delle ulteriori componenti, di perequazione generale e di riconoscimento del* bonus *sociale gas (dicembre 2025)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[(A)]	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di distribuzione del gas naturale	Verifica del rispetto degli obblighi previsti dalla RTDG in materia di determinazione degli oneri generali di sistema, della riscossione e del versamento alla CSEA. Verifica del rispetto degli obblighi relativi al *bonus* sociale	Esito in fase di valutazione

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifica ispettiva con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica appartenente a un'impresa verticalmente integrata, in materia di separazione funzionale (*unbundling*)

Nel mese di ottobre 2025 è stata effettuata una verifica ispettiva ai sensi della delibera 22 luglio 2025, n. 335/2025/E/com nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica appartenente a una impresa verticalmente integrata (IVI) in materia di *unbundling* funzionale.

La verifica ispettiva è stata disposta in considerazione delle criticità segnalate dal Responsabile della conformità nelle raccolte *unbundling* 2023 e, in particolare, nelle raccolte Informazioni di Stato e Relazione annuale delle misure adottate (RAMA) in materia sia di separazione amministrativa dell'attività di distribuzione da tutte le altre

1 Allegato A "Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025" alla delibera dell'Autorità 27 dicembre 2019, n. 570/2019/R/gas e s.m.i.

2 Allegato A "Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019" alla delibera dell'Autorità 24 luglio 2014, n. 367/2014/R/gas e s.m.i.

all'interno dell'IVI sia di indipendenza della gestione ed è stata comunque estesa a tutti gli aspetti della separazione funzionale. In particolare, sono state esaminate le attività intraprese dal gestore indipendente per assolvere agli obblighi attribuitigli dal Testo integrato per l'*unbundling* funzionale, con riferimento, tra l'altro, al piano annuale e pluriennale delle infrastrutture, agli acquisti di beni e servizi e al Programma di adempimenti. Sono state altresì analizzate le modalità di esercizio dei poteri di indirizzo e controllo da parte della società capogruppo verso la società di distribuzione controllata e le modalità di gestione dei dati commercialmente sensibili.

Gli esiti della verifica sono al momento in valutazione.

TAV. 11.8 *Verifica ispettiva con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di un'impresa di distribuzione di gas in materia di separazione funzionale (ottobre 2025)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Una media impresa di distribuzione di energia elettrica verticalmente integrata	Verifica del rispetto degli obblighi previsti dalla normativa sull'*unbundling* funzionale Testo integrato di *unbundling* funzionale (TIUF))	Esito in fase di valutazione

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio

Nel periodo giugno-settembre 2025 sono state effettuate tre verifiche ispettive nei confronti di imprese di distribuzione di gas ai sensi della delibera 8 maggio 2025, n. 195/2025/E/gas, con cui l'Autorità ha approvato un programma di tre verifiche ispettive in materia di incentivi per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale. Le verifiche hanno avuto a oggetto la correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio comunicati dagli esercenti ai fini dell'applicazione del meccanismo incentivante definito dalla regolazione della qualità del servizio di distribuzione del gas (RQDG) per l'anno 2023, con particolare riferimento ai dati relativi alle componenti "dispersioni" e "odorizzazione".

Le verifiche sono state effettuate mediante l'accertamento della corretta gestione delle chiamate pervenute al centralino di pronto intervento e degli interventi effettuati dalle squadre di pronto intervento per eliminare le dispersioni nonché l'idoneità delle misure del grado di odorizzazione nel rispetto delle normative tecniche. Nel corso delle verifiche ispettive sono stati altresì controllati ulteriori profili attinenti alla sicurezza e alla continuità del servizio di distribuzione e misura del gas, quali, a titolo esemplificativo, l'adozione di procedure operative nel rispetto delle norme tecniche vigenti, l'effettuazione delle misure di potenziale per attestare l'idoneità dei sistemi di protezione catodica degli impianti, la predisposizione dei piani di ispezione delle reti.

Le verifiche hanno evidenziato esiti non conformi per tre imprese di distribuzione di media dimensione; le violazioni contestate sono state segnalate alla Direzione Sanzioni e impegni che ha avviato tre procedimenti sanzionatori in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas, con le determine DSAI/24/2025/gas,

DSAI/1/2026/gas e DSAI/4/2026/gas: per i primi due procedimenti è prevista l'eventuale chiusura con procedura semplificata[3].

L'impatto delle suddette violazioni sull'ammontare degli incentivi sarà definito con successivi provvedimenti, sulla base del vigente meccanismo di determinazione dei premi e delle penalità.

Con la delibera 23 dicembre 2025, 561/2025/E/gas, l'Autorità ha approvato un programma di cinque verifiche ispettive in materia di recuperi di sicurezza del servizio, da effettuare entro il 31 dicembre 2026, relativo alla regolazione incentivante i recuperi di sicurezza per il servizio di distribuzione del gas naturale dell'anno 2024.

Gli esiti delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola che segue.

TAV. 11.9 *Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese di distribuzione di gas in materia di incentivi per la sicurezza del servizio (giugno-settembre 2025)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO(A)	MOTIVAZIONE	ESITO
Tre medie imprese distributrici di gas naturale	Verifica della corretta applicazione degli obblighi della RQDG in materia di incentivi alla sicurezza.	Riscontrate violazioni alla RQDG in materia di sicurezza per le imprese sottoposte al controllo. Avviati tre procedimenti a carattere sanzionatorio. Violazioni di obblighi di servizio da valutare per la determinazione dei premi e delle penalità spettanti alle tre società.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Controlli telefonici e verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento

Nel periodo marzo-dicembre 2025 sono state effettuate quattro verifiche ispettive in materia di pronto intervento gas, ai sensi delle delibere 9 aprile 2024, n. 130/2024/E/gas e 01 luglio 2025, n. 282/2025/E/gas. La procedura dei controlli del pronto intervento prevede in una prima fase l'effettuazione, da parte dei militari del Nucleo Speciale Beni e Servizi, di chiamate di controllo ai numeri di Pronto intervento delle imprese distributrici di gas, al fine di verificare l'effettiva funzionalità e accessibilità del centralino di pronto intervento nel rispetto degli obblighi previsti dalla RQDG; in una seconda fase, è prevista l'effettuazione di verifiche in loco, per le imprese e i relativi impianti di distribuzione individuati anche sulla base degli esiti dei controlli telefonici.

Le prime due verifiche svolte nell'anno, a completamento del programma avviato nel 2024 ai sensi della delibera n. 130/2024/E/gas, hanno riguardato due medie imprese di distribuzione e hanno evidenziato alcune non conformità; in esito a tali accertamenti sono stati avviati, con le determinazioni DSAI/10/2025/gas e DSAI/13/2025/gas, i relativi procedimenti a carattere sanzionatorio per violazioni della RQDG.

3 Ai sensi dell'art. 13 dell'allegato A alla delibera n. 598/2023/E/com, il procedimento di avvio sanzionatorio *semplificato* consente il pagamento della sanzione nella misura pari a 1/3, previo adempimento, debitamente documentato, degli obblighi di cui alle violazioni contestate e con la rinuncia alle ulteriori formalità del procedimento.

Tenuto conto degli esiti dei controlli telefonici svolti ai sensi della delibera n. 282/2025/E/gas nei confronti di venti imprese distributrici di gas naturale, sono state programmate cinque verifiche ispettive; di queste, due sono state svolte nei mesi di novembre e dicembre 2025 nei confronti di due imprese di medie dimensioni, mentre le rimanenti sono programmate per i primi mesi del 2026.

Le verifiche ispettive svolte nella parte finale dell'anno hanno evidenziato esiti non conformi per entrambe le imprese interessate; le violazioni sono state segnalate alla Direzione Sanzioni e impegni per l'avvio dei procedimenti di competenza.

Gli esiti dei controlli telefonici e delle verifiche ispettive sono sintetizzati nella tavola che segue.

TAV. 11.10 *Controlli telefonici e verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici di gas in materia di pronto intervento (marzo-dicembre 2025)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Verifiche ispettive in esito ai controlli telefonici Quattro medie imprese distributrici di gas (2 nell'ambito dei controlli ex del. 130/2024 e 2 ex del. 282/2025)	Verifica dell'applicazione della disciplina in materia di pronto intervento gas ai sensi della RQDG e delle Linee guida del Comitato italiano gas (CIG)	Verificata l'inadeguatezza del servizio di pronto intervento per le quattro medie imprese di distribuzione gas ispezionate. Avviati 2 procedimenti sanzionatori e ulteriori 2 in fase di valutazione.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica e/o gas naturale in materia di *switching*, di utilizzo di processi e servizi del Sistema informativo integrato

Nel mese di aprile 2025 è stata effettuata una verifica ispettiva ai sensi della delibera 17 dicembre 2024, n. 546/2024/E/eel, nei confronti di un'impresa di vendita di energia elettrica in merito alla corretta applicazione delle disposizioni regolatorie in materia di *switching* e dei flussi informativi trasmessi al SII per la gestione del processo di cambio fornitore nel settore elettrico.

L'esigenza della verifica è scaturita da segnalazioni pervenute all'Autorità che prefiguravano un possibile utilizzo improprio, da parte di una società di vendita di medie dimensioni, dei processi di *switching* messi a disposizioni dal SII.

Le operazioni di verifica hanno avuto a oggetto:

- la corretta applicazione delle disposizioni regolatorie in materia di *switching* con particolare riferimento al corretto utilizzo dei flussi informativi scambiati con il SII per la gestione del processo di cambio fornitore da parte di un'impresa di vendita di energia elettrica ai clienti finali (delibera n. 487/2015/R/eel);

- il rispetto delle disposizioni contenute nelle specifiche tecniche e di processo redatte dal Gestore del SII (Acquirente unico) in materia di *switching* elettrico su specifico mandato dell'Autorità.

In esito alla verifica è emerso che la società aveva effettuato numerose richieste di *switching* non conformi, trasmettendo al SII dati non corretti che hanno determinato il blocco, nel periodo dicembre 2023 – marzo 2025, del passaggio di molti clienti verso altre controparti commerciali che erano state liberamente scelte dai clienti stessi. È stato inoltre riscontrato un utilizzo non corretto, da parte della società, delle credenziali di accesso al SII. Con determinazione DSAI/18/2025/eel è stato avviato un procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di *switching* e di funzionamento del SII.

Nel mese di maggio 2025 è stata effettuata la prima delle tre verifiche ispettive approvate dall'Autorità con la delibera 30 aprile 2025, n. 183/2025/E/com, nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica e/o gas naturale, in materia di gestione dei processi commerciale e dei flussi informativi trasmessi al SII, da effettuare entro il 30 giugno 2026.

Le operazioni di verifica hanno a oggetto la corretta applicazione delle disposizioni regolatorie in materia di prestazioni tecniche e commerciali e dei flussi informativi trasmessi al SII per la gestione delle forniture da parte di imprese di vendita di energia elettrica e/o gas naturale. In particolare, sono oggetto di controllo il rispetto delle disposizioni afferenti alla gestione dei processi commerciali, quali la voltura o il cambio fornitore, nonché, nel settore elettrico, delle richieste di prestazioni tecniche quali la richiesta di sospensione della fornitura per morosità, attivazioni e disattivazioni.

La verifica ispettiva, svolta presso una impresa di medie dimensioni, ha evidenziato un esito non conforme per violazioni in materia di voltura; conseguentemente, con determinazione DSAI/23/2025/eel, è stato avviato un procedimento sanzionatorio, con eventuale chiusura con procedura semplificata. Le rimanenti due verifiche sono programmate per i primi mesi del 2026.

Gli esiti delle verifiche sono sintetizzati nella tavola che segue.

TAV. 11.11 *Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica e/o gas naturale in materia di* switching*, di utilizzo di processi e servizi del Sistema informativo integrato (aprile-maggio 2025)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO[A]	MOTIVAZIONE	ESITO
Due medie imprese di vendita di energia elettrica	Verifica del rispetto degli obblighi previsti nell'utilizzo di processi e servizi del Sistema informativo integrato.	Per una media impresa riscontrate violazioni in materia di *switching* e di funzionamento del Sistema informativo integrato (delibera n. 487/2015/R/eel). Per una media impresa riscontrato esito non conforme per violazioni in materia di voltura (delibera n. 135/2021/R/eel). Avviati due procedimenti sanzionatori.

(A) Grande impresa: impresa con più di 100.000 utenti finali; media impresa: impresa con un numero di utenti finali compreso tra 5.000 e 100.000; piccola impresa: impresa con meno di 5.000 utenti finali.

Fonte: ARERA.

Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese di produzione di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale

Nel periodo gennaio-dicembre 2025 sono state effettuate cinque verifiche in materia di adeguamento degli impianti ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale. Le prime tre sono state effettuate a completamento del programma approvato con delibera 24 settembre 2024, n. 369/2024/E/eel, da concludere entro il termine del 30 giugno 2025, nei confronti di cinque imprese produttrici di energia elettrica, alle quali Terna aveva erogato dei premi nell'ambito del meccanismo incentivante di cui alla delibera n. 324/2020/R/eel per l'adeguamento anticipato degli impianti di produzione al piano di riaccensione del sistema elettrico nazionale.

Le verifiche svolte ai sensi della delibera n. 369/2024/E/eel hanno avuto tutte esito conforme, essendosi accertata la coerenza tra la documentazione inviata a Terna per il riconoscimento dei premi, lo stato degli impianti a seguito dei lavori di adeguamento rilevato durante i sopralluoghi e l'ulteriore documentazione acquisita attestante le funzionalità previste.

Con la delibera 22 luglio 2025, n. 334/2025/E/eel, l'Autorità ha approvato un programma di cinque verifiche ispettive, da effettuare entro il 30 giugno 2026 nei confronti di imprese di produzione di energia elettrica che hanno adeguato i propri impianti ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale del Codice di Rete. Il programma include sia imprese che hanno beneficiato del meccanismo premiale di cui alla delibera n. 324/2020/R/eel, sia imprese che hanno concordato con Terna un differimento del termine di adeguamento.

Con riferimento alle prime due verifiche svolte ai sensi della delibera n. 334/2025/E/eel, una ha avuto esito non conforme in quanto l'impresa non aveva provveduto, entro il termine ultimo stabilito dall'Autorità (18 dicembre 2022), all'adeguamento dell'impianto di produzione di energia elettrica soggetto al controllo, mediante l'installazione di un sistema di alimentazione di riserva atto a garantire la funzionalità dell'impianto per 24 ore. In relazione a tale esito è stata trasmessa alla Direzione Sanzione e impegni la proposta di avvio di procedimento sanzionatorio.

Per l'altra impresa sottoposta a verifica l'esito è risultato conforme.

Le rimanenti tre verifiche ispettive sono programmate nel primo semestre 2026.

Gli esiti della verifica sono sintetizzati nella tavola che segue.

TAV. 11.12 *Verifiche ispettive con la collaborazione della Guardia di finanza nei confronti di imprese di produzione di energia elettrica, in materia di adeguamento degli impianti ai fini del servizio di riaccensione del sistema elettrico nazionale*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
5 imprese di produzione di energia elettrica (3 ai sensi della delibera n. 369/2024/E/eel, 2 della delibera n. 34/2025/E/eel)	Verifica del rispetto degli obblighi previsti dalla delibera n. 324/2020/R/eel in materia di adeguamento degli impianti di produzione alle previsioni in materia di ripristino del sistema elettrico	Esito conforme per quattro impianti di produzione. Esito non conforme per un impianto per mancata installazione di un sistema di alimentazione di riserva idoneo entro il termine stabilito. Richiesto avvio di procedimento sanzionatorio per l'impresa.

Fonte: ARERA.

Sopralluoghi del Nucleo Carabinieri ARERA presso le sedi legali e/o operative dei soggetti inadempienti agli obblighi informativi stabiliti dal TIAO in materia di regolarizzazione delle posizioni anagrafiche

Con delibera 21 ottobre 2025, n. 451/2025/E/com, l'Autorità ha richiesto al Nucleo Carabinieri ARERA di effettuare, anche avvalendosi della collaborazione dei Reparti dell'Arma dei Carabinieri competenti per territorio nell'ambito del vigente protocollo di intesa, sopralluoghi presso le sedi legali e/o operative dei soggetti inadempienti agli obblighi informativi stabiliti dal TIAO. Tali attività sono finalizzate ad accertare l'effettiva operatività dei soggetti irreperibili e a raccogliere, tramite attività di identificazione, elementi informativi utili a favorire la regolarizzazione delle posizioni nelle anagrafiche gestite dall'Autorità.

L'attività è volta a garantire la disponibilità di un sistema di anagrafiche il più possibile completo e aggiornato, requisito indispensabile per lo svolgimento delle attività di regolazione ed *enforcement* dell'Autorità. La corretta compilazione delle anagrafiche territoriali (e, in particolare, dell'Anagrafica territoriale rifiuti (ATRIF) e di quella idrica (ATID)), risulta, inoltre, funzionale alla corretta erogazione del *bonus* sociale ai clienti finali in condizioni di disagio economico aventi diritto.

Nel mese di dicembre 2025, sono stati effettuati i primi otto sopralluoghi, che hanno interessato sei imprese non iscritte all'Anagrafica operatori, nonché un'impresa e un Ente territorialmente competente (ETC) inadempienti agli obblighi di compilazione dell'ATRIF. A seguito delle attività svolte, le sei imprese non iscritte hanno provveduto all'accreditamento in AO mentre l'ulteriore impresa e l'ETC hanno regolarizzato le informazioni in precedenza non correttamente comunicate nell'ATRIF.

TAV. 11.13 *Sopralluoghi del Nucleo Carabinieri ARERA presso le sedi legali e/o operative dei soggetti inadempienti agli obblighi informativi stabiliti dal TIAO in materia di regolarizzazione delle posizioni anagrafiche (dicembre 2025)*

IMPRESE SOTTOPOSTE A CONTROLLO	MOTIVAZIONE	ESITO
7 imprese regolate (6 imprese di produzione di energia elettrica e 1 gestore del servizio rifiuti urbani) e 1 ETC	Acquisizione informazioni finalizzate all'accertamento dell'effettiva operatività di soggetti regolati irreperibili e della regolarizzazione delle posizioni nel sistema delle anagrafiche	Accreditamento delle imprese non iscritte in AO e regolarizzazione delle informazioni in ATRIF.

Fonte: ARERA.

Indagini, ricognizioni e controlli documentali

Le attività di indagine, ricognizione e controllo documentale sono condotte con la finalità di analizzare o effettuare approfondimenti in relazione a specifici ambiti, attraverso l'esame di dati e informazioni riportati nella documentazione acquisita dall'Autorità, nonché mediante il confronto con ulteriori fonti relative ai medesimi argomenti. Tali attività possono avere carattere autonomo oppure risultare propedeutiche all'effettuazione di verifiche ispettive. Anche per lo svolgimento di queste attività, l'Autorità si può avvalere della collaborazione dell'Arma dei Carabinieri e della Guardia di finanza.

Verifiche e controlli documentali effettuati dal Nucleo Carabinieri ARERA sui dati di qualità tecnica del servizio idrico integrato

Nel corso del 2025 il Nucleo Carabinieri ARERA ha proseguito e concluso l'attività, avviata alla fine del 2024, di analisi delle informazioni di dettaglio, trasmesse da alcune gestioni su richiesta degli Uffici della Divisione Ambiente, inerenti ai dati di qualità tecnica del servizio idrico integrato, relativi alle performance dei gestori per il biennio 2022-2023, comunicati all'Autorità da parte degli Enti di governo dell'ambito ai sensi della delibera n. 39/2024/R/idr. L'attività è stata effettuata per verificare la completezza, congruità e coerenza delle informazioni suddette nonché per individuare eventuali profili di violazione della normativa ambientale. Le analisi sono effettuate a supporto delle attività istruttorie dell'Autorità nell'ambito del procedimento per le valutazioni quantitative previste dal meccanismo incentivante della regolazione della qualità tecnica del servizio idrico integrato (RQTI), per il biennio 2022-2023.

In particolare, il Nucleo Carabinieri ARERA ha analizzato la documentazione di dettaglio relativa al calcolo dei macro-indicatori M3 – M5 – M6 per il biennio di riferimento, ovvero:

- M3 qualità dell'acqua erogata: certificati di analisi della qualità dell'acqua relativi ai punti controllati nell'ambito dei controlli interni effettuati dai gestori sulla rete di distribuzione a valle di eventuali impianti di potabilizzazione, per la determinazione dei campioni e dei parametri con superamento dei limiti di cui all'allegato I del decreto legislativo n. 18/2023;
- M5 smaltimento dei fanghi in discarica: la documentazione (come il Formulario di identificazione rifiuto (FIR), i Registri di carico e scarico) comprovante i quantitativi di fanghi in uscita dagli impianti di depurazione e i quantitativi avviati a smaltimento con destinazione finale discarica ovvero al recupero/riutilizzo;
- M6 qualità dell'acqua depurata: i certificati di analisi attestanti la qualità dell'acqua depurata scaricata nei ricettori finali per gli impianti di depurazione gestiti di dimensione superiore a 2.000 A.E. o 10.000 A.E. se recapitante in acque costiere, per la determinazione dei campioni e dei parametri con superamento dei limiti di cui alle pertinenti tabelle dell'allegato 5 alla Parte III del decreto legislativo n. 152/2006.

Gli approfondimenti hanno riguardato più di 4.500 documenti relativi a più di 100 impianti e, in esito alle analisi, non sono emerse violazioni della normativa ambientale; sono state tuttavia riscontrate, in alcuni casi, carenze documentali, incompletezze o incongruenze nei dati, che hanno dato luogo a richieste di integrazioni da parte della Direzione Investimenti e sostenibilità ambientale. L'attività espletata ha quindi concorso alla definizione dei risultati finali dell'applicazione del meccanismo incentivante della RQTI per le annualità 2022-2023, approvati con delibera n. 225/2025/R/IDR del 27 maggio 2025.

Verifiche e controlli documentali effettuati dalla Guardia di finanza sui dati fiscali dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2023 e sui codici ATECO prevalenti dichiarati dalle imprese a forte consumo di energia elettrica e a forte consumo di gas naturale per accedere alle agevolazioni degli anni 2024 e 2025

Con la delibera n. 177/2024/E/eel l'Autorità ha richiesto alla Guardia di finanza di effettuare accertamenti sui dati fiscali dichiarati dalle imprese energivore alla CSEA per l'ottenimento delle agevolazioni relative all'anno 2023.

L'attività di verifica sulle agevolazioni energivore effettuata dall'NSBS riguarda una partita economica di rilevante entità, il cui onere è posto a carico della generalità dei clienti finali – inclusi i clienti domestici – attraverso l'elemento AE_{SOS} della componente tariffaria ASOS.

La delibera si inserisce nel solco delle precedenti campagne di controllo di cui alle delibere n. 143/2019/E/eel (agevolazioni anno 2018) e n. 216/2020/E/eel (agevolazioni anni 2019 e 2020) e prevede che l'NSBS individui, sulla base degli esiti delle analisi preliminari condotte su circa 3.200 imprese e dell'aggiornamento dell'elenco delle imprese energivore reso disponibile da CSEA, i casi di possibili discordanze tra i dati fiscali e di bilancio relativi agli anni 2019 e 2021 e quelli dichiarati a CSEA. Tali posizioni sono oggetto di approfondimenti in contraddittorio con le imprese individuate, anche mediante il coinvolgimento dei Reparti della Guardia di finanza competenti per territorio.

Nel mese di novembre 2024 gli Uffici dell'Autorità avevano incaricato l'NSBS di avviare, sulla base degli esiti delle attività istruttorie, specifici interventi ispettivi a cura dei Reparti territorialmente competenti, nei confronti del novero di imprese energivore caratterizzate dalle criticità più rilevanti.

Nel corso del 2025, i Reparti del Corpo territorialmente competenti hanno effettuato gli approfondimenti in contraddittorio presso il suddetto novero di imprese. Successivamente, l'NSBS ha provveduto a trasmettere alla CSEA gli esiti degli accertamenti, dai quali è risultato l'indebito godimento delle agevolazioni per l'anno 2023 da parte di undici imprese. La CSEA ha quindi proceduto alla rettifica d'ufficio dei dati ai fini della corretta determinazione delle classi di agevolazione e del conseguente recupero delle agevolazioni indebitamente percepite.

Con la delibera n. 522/2025/E/com, l'Autorità ha inoltre richiesto all'NSBS di procedere a ulteriori accertamenti sulla veridicità dei dati dichiarati alla CSEA dalle imprese inserite negli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica e di gas naturale per gli anni 2024 e 2025. Tali verifiche, da svolgersi garantendo il contraddittorio con le imprese ovvero mediante il coinvolgimento dei Reparti territoriali della Guardia di finanza, riguardano in particolare i casi di discordanza tra il codice ATECO prevalente indicato nella dichiarazione IVA di riferimento desumibile dai database in uso al Corpo e quello dichiarato alla CSEA.

Le imprese energivore e gasivore, infatti, per accedere alle relative agevolazioni, devono operare in specifici settori produttivi identificati da determinati codici ATECO[4]; le disposizioni attuative dei meccanismi di agevolazione adottate da ARERA (rispettivamente, con delibera n. 619/2023/R/eel per le imprese energivore e con delibera n. 541/2022/R/gas per le imprese gasivore) prevedono che le imprese, al fine di attestare l'appartenenza ai suddetti settori, dichiarino a CSEA il codice ATECO prevalente indicato nella dichiarazione IVA relativa all'ultimo anno del periodo di riferimento[5].

4 Settori di cui all'allegato 1 alla comunicazione della Commissione europea 2022/C 80/01 del 18 febbraio 2022, recante «Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore del clima, dell'ambiente e dell'energia 2022» (Linee guida CEEAG), per le imprese energivore, e settori di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro della transizione ecologica 21 dicembre 2021, n. 541, per le imprese gasivore.

5 Per l'anno *n* il periodo di riferimento è dato dagli anni *n*-4, *n*-3 e *n*-2.

Controlli documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati per un campione di imprese regolate esercenti le attività di distribuzione elettrica e di distribuzione e trasporto del gas naturale per gli anni 2018-2023

Nel corso del 2025 sono proseguiti i controlli documentali avviati con la delibera 22 novembre 2022, n. 599/2022/E/com che ha previsto lo svolgimento di verifiche documentali in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati, per gli esercizi 2018-2021, su un campione di imprese regolate operanti nelle attività di distribuzione di energia elettrica e della distribuzione e trasporto di gas naturale.

L'ambito dei controlli era stato esteso, con la delibera 26 marzo 2024, n. 98/2024/E/com, a un'ulteriore impresa di trasporto del gas naturale, a un'impresa di stoccaggio del gas naturale e a un'impresa di rigassificazione del gas naturale liquefatto. La medesima delibera ha, inoltre, prorogato al 31 dicembre 2026 il termine per l'effettuazione delle verifiche ed esteso il periodo di indagine fino all'esercizio 2023 incluso, confermando l'effettuazione dei controlli, nell'ambito del vigente protocollo di intesa, con il supporto degli ispettori dell'NSBS.

I controlli sono finalizzati ad accertare la correttezza delle informazioni fornite dalle imprese nei conti annuali separati (CAS), redatti secondo le specifiche tecniche previste dal manuale di contabilità regolatoria[6], nonché a valutare la coerenza tra la movimentazione delle immobilizzazioni comunicata ai fini della contabilità regolatoria, quella risultante dai bilanci certificati e i valori patrimoniali relativi alle immobilizzazioni che concorrono alla definizione della *Regulatory Asset Base* (RAB) comunicati in sede di raccolta dati ai fini delle determinazioni tariffarie di competenza dell'Autorità. È inoltre prevista la possibilità di verificare, anche a campione, l'economicità degli investimenti e la loro compatibilità con l'efficienza e la sicurezza del sistema.

l'NSBS, sulla base dell'incarico ricevuto, ha proseguito le attività istruttorie, caratterizzate da elevata complessità e dall'analisi di un significativo volume di dati, richiedendo alle imprese chiarimenti e informazioni, anche in relazione a investimenti selezionati a campione.

Le attività di controllo svolte nel 2025, con riferimento ai criteri di compilazione dei conti annuali separati, alla corrispondenza tra talune voci dei prospetti di conto economico e di stato patrimoniale e i CAS, alla correttezza dei valori di alcuni incrementi patrimoniali, all'allocazione di importi relativi a contributi a fondo perduto e ai criteri di individuazione, approvazione ed esecuzione dei lavori, non hanno evidenziato anomalie.

La conclusione dell'attività è prevista entro il mese di dicembre 2026.

6 La materia è disciplinata dal Testo integrato sugli obblighi di separazione contabile (TIUC), allegato A alla delibera 24 marzo 2016, n. 137/2016/R/com.

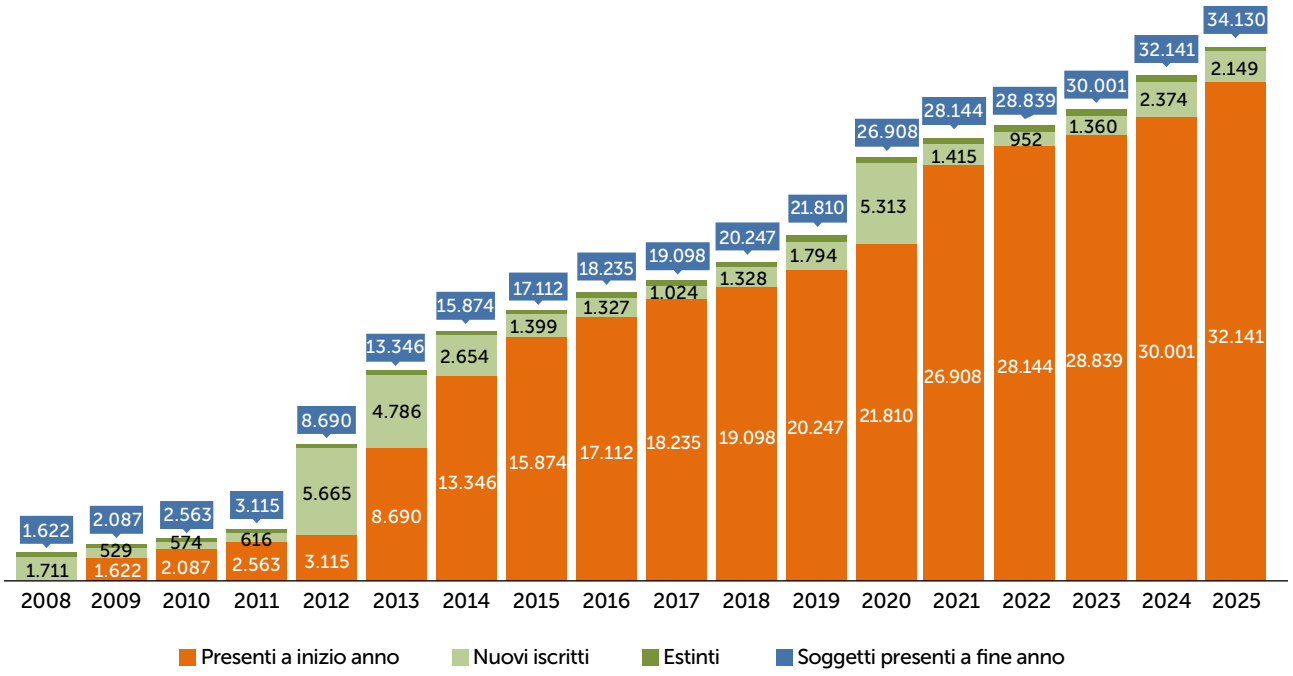
Controlli documentali con la collaborazione della Guardia di finanza per l'accertamento della corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità

Nel 2025 l'attività di accertamento relativa alla corretta contribuzione degli operatori regolati agli oneri di funzionamento dell'Autorità, svolta come sempre con il supporto di militari dell'NSBS, è stata indirizzata al recupero dell'annualità 2020. L'incrocio tra i soggetti presenti nell'Anagrafica operatori e quelli risultanti dalla raccolta annuale dei dati per la determinazione, sulla base dei ricavi assoggettabili, del contributo di funzionamento da versare, ha consentito di individuare numerosi soggetti operanti nei settori regolati che risultavano non avere adempiuto al versamento del contributo. A seguito delle attività di contatto e verifica è stato possibile procedere al recupero delle somme dovute.

Attività sull'Anagrafica operatori dell'Autorità

Nel corso del 2025 il numero di soggetti iscritti presso l'Anagrafica operatori ha registrato un incremento pari a circa 2.100 unità, a fronte di 160 soggetti estinti, prevalentemente per effetto di operazioni di fusione e incorporazione. Al 31 dicembre 2025 dall'inizio dell'operatività dell'Anagrafica, risultano accreditati 36.970 soggetti, mentre 2.840 si sono estinti, il numero di soggetti accreditati e non estinti ha superato le 34.000 unità[7] (Fig. 11.1).

FIG. 11.1 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità al 31 dicembre degli anni indicati*[(A)]



(A) I numeri possono differire da quelli pubblicati negli anni precedenti a causa di comunicazioni tardive effettuate dagli operatori.
Fonte: Anagrafica operatori.

7 Come risultano dall'estrazione effettuata il 9 gennaio 2025.

La dinamica di crescita degli iscritti è riconducibile, in via principale, all'ampliamento delle competenze dell'Autorità a nuovi settori e, quindi, degli obblighi di iscrizione per i soggetti operanti negli stessi. Tali obblighi, infatti, sono stati posti in capo nel 2012 ai soggetti operanti nel settore idrico, nel 2015 a quelli operanti nel settore del teleriscaldamento e nel 2019 a quelli operanti nei rifiuti urbani.

Come evidenziato nella figura 11.2, negli anni indicati (e in quelli immediatamente successivi) l'estensione degli obblighi di iscrizione ha determinato i maggiori incrementi: circa 10.400 nuovi iscritti tra il 2012 e il 2013 e ulteriori 7.100 tra il 2019 e il 2020. Ciò tenuto conto che nel settore idrico e in quello dei rifiuti urbani l'obbligo riguarda non soltanto i gestori dei singoli servizi, compresi i Comuni che operano in economia, ma anche gli Enti di governo degli ambiti territoriali.

Nel 2025 gli incrementi più significativi si sono registrati nel settore elettrico (1.989 nuove unità, dovute principalmente all'ingresso annuale di nuovi produttori, come ogni anno), seguito dal settore dei rifiuti (79 nuove unità) e dalla categoria "Altro" (117 unità).

Quest'ultima comprende i soggetti che a vario titolo sono tenuti a essere iscritti in Anagrafica pur non essendo soggetti regolati (es. Enti di governo dell'ambito, Enti territorialmente competenti per le determinazioni tariffarie, soggetti che devono essere iscritti nel Registro nazionale degli operatori di mercato ai sensi dell'art. 9 del REMIT come specifiche categorie di clienti finali). La medesima categoria include, inoltre, soggetti che hanno svolto in passato attività nei settori di competenza dell'Autorità e che ora sono registrati solo per attività non più riconducibili a quei settori. L'Anagrafica, infatti, non consente la cancellazione dei soggetti non estinti, che vi restano privi delle attività regolate quando non più svolte, ma con le eventuali attività non pertinenti ai settori di competenza dell'Autorità.

La crescita degli iscritti è inoltre favorita dall'integrazione con le anagrafiche territoriali (gas, idrico, teleriscaldamento e rifiuti), che mappano l'articolazione territoriale e impiantistica dei settori regolati (salvo quello elettrico).

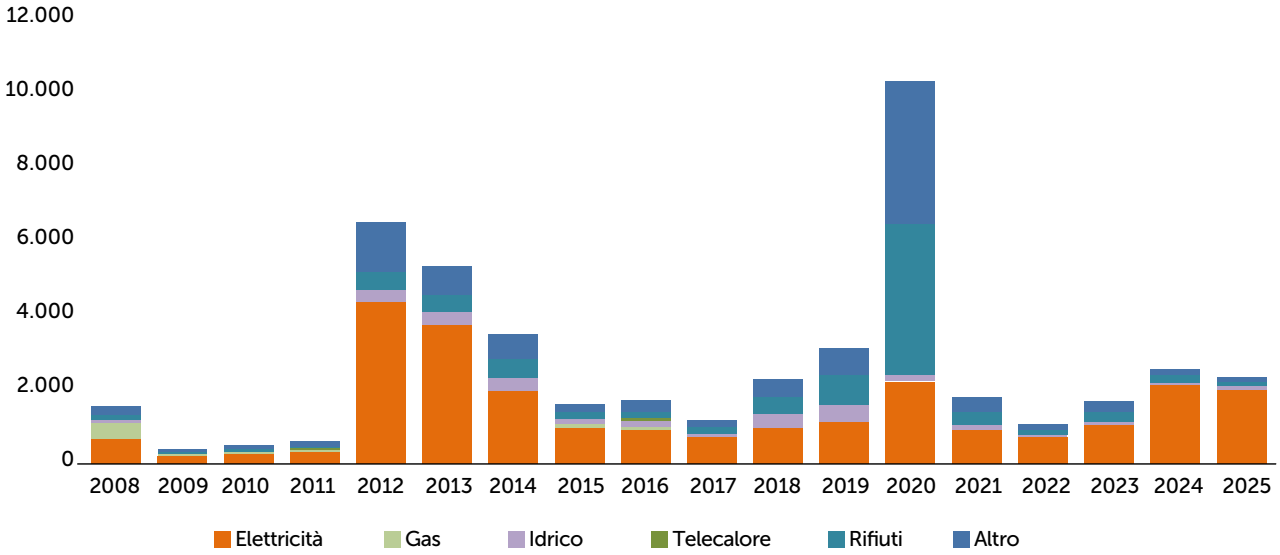
Per ciascun Comune d'Italia, tali anagrafiche contengono le informazioni relative ai gestori dei servizi e agli Enti territorialmente competenti, oltre che alla loro dotazione impiantistica nel caso dei settori gas e teleriscaldamento. Ed è proprio l'approfondimento a livello comunale dello stato delle gestioni che spesso consente all'Autorità di individuare eventuali inadempienze all'obbligo di iscrizione nell'Anagrafica operatori.

Da dicembre 2025, inoltre, il Nucleo Carabinieri ARERA effettua tra l'altro accertamenti con sopralluogo presso i soggetti inadempienti agli obblighi in materia di anagrafica (come, per esempio, i produttori incentivati dal GSE ma non iscritti nell'Anagrafica operatori o i Comuni inadempienti alla compilazione dell'Anagrafica territoriale rifiuti per il fine dell'erogazione dei *bonus* sociali dal 2026).

Nelle figure che offrono la distribuzione settoriale degli operatori iscritti in Anagrafica il numero di soggetti che si iscrivono anno per anno risulta molto più elevato rispetto a quello indicato nella figura 11.1 e ciò accade perché moltissimi soggetti sono presenti in più di uno dei settori regolati (elettricità, gas, idrico, rifiuti e telecalore) e, di conseguenza, vengono contati tante volte quanti sono i settori in cui operano. Da notare anche che nella figura 11.2 le attività idriche e quelle nei rifiuti compaiono anche nei soggetti che si sono accreditati nei primi anni di funzionamento dell'Anagrafica (istituita nel 2008), sebbene in quegli anni la regolazione dell'Autorità non

fosse estesa ai due settori indicati. Ciò accade perché le attività nei due settori sono state aggiunte a posteriori da società che si sono accreditate, per esempio, nel 2008, ma che all'epoca avevano indicato di svolgere la propria attività unicamente nei settori energetici.

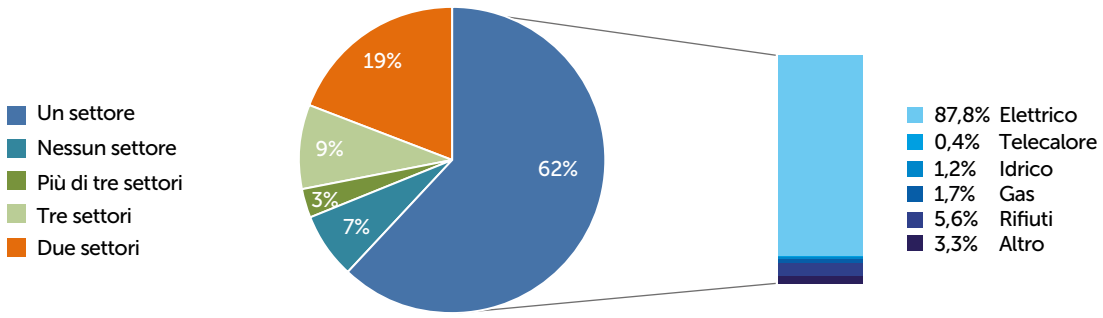
FIG. 11.2 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per anno e per settore di attività*



Fonte: Anagrafica operatori.

In considerazione di quanto sopra esposto, è interessante analizzare il numero di settori di attività in cui operano i diversi operatori accreditati in Anagrafica al 31 dicembre 2025 (Fig. 11.3).

FIG. 11.3 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per numero di settori di attività in cui operano al 31 dicembre 2025*



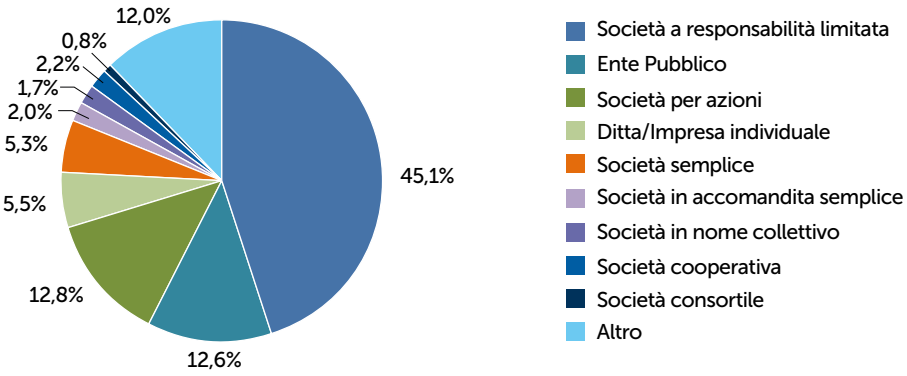
Fonte: Anagrafica operatori.

Complessivamente il 62% dei soggetti iscritti nell'Anagrafica operatori (circa 21.000) opera in un unico settore; tra questi l'87,8% svolge la propria attività solo nel settore elettrico, il 5,6% delle società opera solo nei rifiuti (circa 1.100 operatori), mentre solo l'1,7% delle società attive opera nel settore gas come attività unica; il 18,6% dei soggetti (quasi 6.300) opera almeno in due settori, mentre il 9,4% dei soggetti iscritti nell'Anagrafica opera in tre settori.

Il settore con il maggior numero di operatori è quello elettrico, che al 31 dicembre 2025 conta oltre 25.000 soggetti (circa l'8% in più rispetto al 2024), di cui 24.532 produttori. Nel 2025, infatti, il numero dei produttori elettrici, è cresciuto di oltre 2.000 unità, nonostante l'esonero dall'obbligo di iscrizione in anagrafica per i piccolissimi produttori (quelli che oltre ad avere impianti di potenza nominale complessiva al di sotto di 100 kW, sono già iscritti al Gaudì e non svolgono alcuna altra attività nei settori di competenza dell'Autorità).

Con riferimento alla natura giuridica, nel 2025 il 45,5% dei soggetti iscritti all'anagrafica è una società a responsabilità limitata, il 12,6% è un ente pubblico, il 12,8% è una società per azioni (Fig. 11.4).

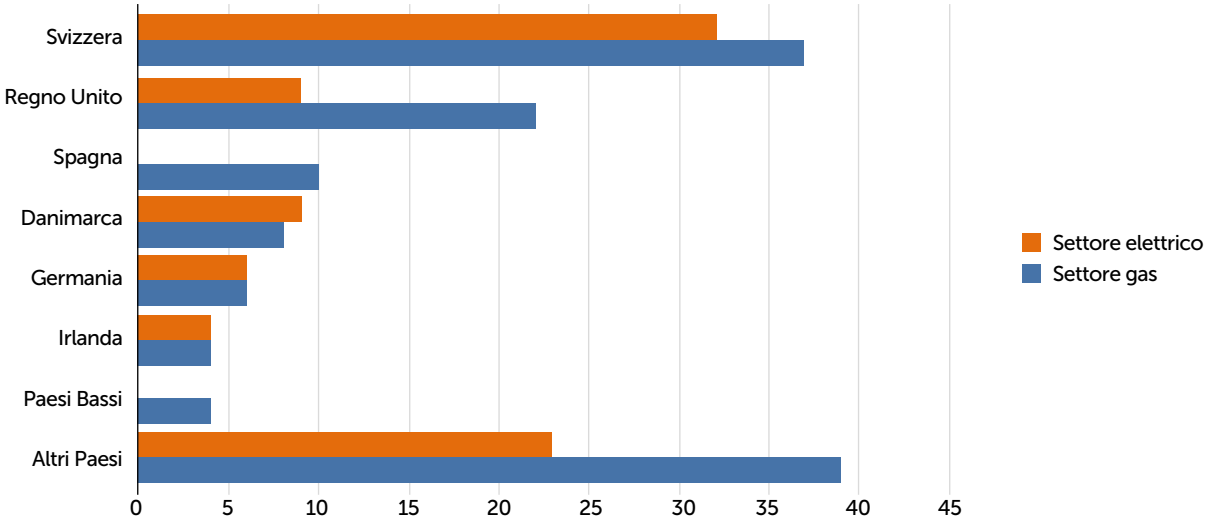
FIG. 11.4 *Soggetti accreditati nell'Anagrafica operatori dell'Autorità per settore e natura giuridica al 31 dicembre 2025*



Fonte: Anagrafica operatori.

La grande maggioranza degli iscritti in Anagrafica operatori è un soggetto di diritto italiano. Le attività delle società di diritto straniero si concentrano per lo più nel settore del gas (68%); la maggior parte delle società non di diritto italiano ha sede operativa in Svizzera, seguita dal Regno Unito, sia per il settore elettrico, sia per il gas; nel gas la seconda nazione più rilevante è la Spagna (Fig. 11.5).

FIG. 11.5 *Soggetti accreditati con sede operativa non in Italia al 31 dicembre 2025*



Fonte: Anagrafica operatori.

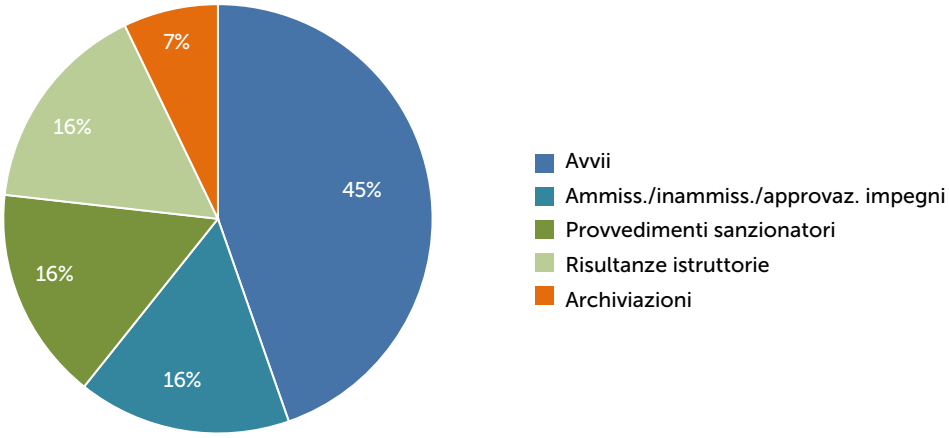
Procedimenti sanzionatori e prescrittivi

Nel 2025, in continuità con gli anni precedenti, l'esercizio della funzione sanzionatoria da parte dell'Autorità ha contribuito a garantire l'effettiva attuazione della regolazione di competenza di ARERA, assicurando il rispetto del quadro normativo attraverso l'accertamento delle violazioni e l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie. Nel dettaglio si sono registrati: 25 atti di avvio (che hanno originato 33 procedimenti sanzionatori, essendo due avvii multipli, mentre nel 2024 erano 39), 9 comunicazioni delle risultanze istruttorie e 28 chiusure di procedimenti sanzionatori (di cui 11 con procedura semplificata e 4 con impegni). Si è altresì registrato un numero considerevole di proposte di impegni pervenute, ben 15 a fronte delle 3 presentate nel 2024 (e delle 12 presentate nell'intero quinquennio 2020-2024). Sono in diminuzione, rispetto all'anno precedente, le comunicazioni delle risultanze istruttorie (46 nel 2024) e le chiusure (nel 2024 46 di cui 18 con procedura semplificata). Nel corso del 2025 sono state altresì adottate 5 delibere di ammissibilità/inammissibilità degli impegni (mentre nel 2024 erano state 3).

Nel corso del 2025, quindi, nell'esercizio del potere sanzionatorio sono stati adottati complessivamente 56 atti di cui: 25 avvii, 9 comunicazioni delle risultanze istruttorie, 9 delibere riguardanti impegni (4 ammissibilità, 1 inammissibilità e 4 approvazioni), 9 provvedimenti sanzionatori (esclusi gli 11 procedimenti chiusi con procedura semplificata) e 4 provvedimenti di archiviazione.

Il seguente diagramma esplicita in forma descrittiva i risultati della gestione 2025.

FIG. 11.6 *Atti adottati in relazione all'attività sanzionatoria svolta nel 2025*



Fonte: ARERA.

Anche nel 2025 si conferma un incremento degli avvii dei procedimenti sanzionatori nella macroarea mercati energetici, pari al 60% (15 avvii), seguita dalla macroarea infrastrutture energetiche, pari al 36% (9) e infine dalla macroarea servizio idrico integrato pari al 4% (1). Come nel 2024, non vi sono stati, invece, avvii di procedimenti sanzionatori nei settori del teleriscaldamento e teleraffrescamento e dei rifiuti.

In merito agli avvii, nel 2025 sono da segnalare due novità: gli avvii per violazioni in materia di informazioni precontrattuali e quelli per violazioni in materia di accesso al servizio a tutele graduali dei clienti domestici vulnerabili. Come noto, la trasparenza e la completezza delle informazioni sulle offerte commerciali fornite dai venditori ai clienti finali in fase precontrattuale sono cruciali in considerazione del riverbero di queste attività nel delicato contesto della transizione al mercato libero. In particolare, la scelta della fornitura da parte del cliente finale deve non solo essere resa possibile, ma altresì agevolata dai venditori attraverso il pieno rispetto delle prescrizioni vigenti. Al riguardo, la chiarezza, l'omogeneità e la comprensibilità delle informazioni commerciali, anche ai fini di una comparazione delle offerte per addivenire a una scelta consapevole, rappresenta un elemento imprescindibile per consentire una partecipazione attiva al mercato da parte del cliente finale, anche di piccole dimensioni. Proprio a presidio di ciò, l'Autorità ha intrapreso una specifica attività di vigilanza, in collaborazione con il Nucleo Speciale Beni e Servizi della Guardia di Finanza, consistente, per la prima volta, in chiamate in incognito (c.d. *mystery call*) ai recapiti dei servizi telefonici commerciali di alcuni venditori attivi nei mercati liberalizzati di energia elettrica e/o gas naturale, i cui esiti hanno determinato l'avvio[8] di otto procedimenti sanzionatori nei confronti di altrettante società di vendita, cui è stata contestata l'inosservanza di alcuni obblighi informativi prescritti dal Codice di condotta commerciale[9], ovvero la mancata o errata comunicazione al cliente finale delle informazioni sulle condizioni economiche dell'offerta e/o sulle garanzie richiestegli, sulle modalità di pagamento e di fatturazione, sulle modalità di rinnovo o sulla durata delle condizioni economiche delle offerte, sugli eventuali oneri previsti dall'offerta in caso di recesso anticipato (artt. 5, 6 e 9 del Codice di condotta commerciale). Il secondo gruppo di avvii verte, invece, sugli obblighi informativi che gli esercenti il servizio a tutele graduali (di seguito anche STG) dovevano osservare per permettere ai clienti vulnerabili di avvalersi della facoltà – introdotta dalla legge n. 193/2024 – di chiedere, entro il 30 giugno 2025, l'accesso a detto servizio. In attuazione di tale previsione legislativa, al fine di consentire al cliente domestico vulnerabile di esercitare agevolmente il diritto di chiedere l'attivazione dell''STG ovvero di continuare a essere servito in tale servizio (per i clienti già riforniti nell'STG che diventavano vulnerabili entro il 30 giugno 2025), l'Autorità aveva stabilito che gli esercenti l'STG riportassero nella *home page* del proprio sito *internet* le modalità e i canali informativi, tra cui almeno un canale telefonico, attraverso cui i clienti domestici vulnerabili potessero chiedere, fino alla scadenza del 30 giugno 2025, informazioni, nonché una delle prestazioni ivi indicate (voltura, *switching*, ...), accedendo così all'STG (cfr. delibere n. 10/2025/R/eel, n. 48/2025/R/eel e n. 267/2025/R/eel). La trasparenza e la completezza delle informazioni rese dagli esercenti l'STG ai clienti finali vulnerabili era cruciale per garantire l'effettività del diritto di tale particolare categoria di cliente domestico di scegliere entro lo stringente termine del 30 giugno 2025 il regime della propria fornitura. In esito ai controlli telefonici eseguiti in incognito, mediante chiamate ai recapiti telefonici resi disponibili sul sito internet dagli esercenti l'STG, l'Autorità ha avviato[10] due procedimenti sanzionatori contestando ad altrettante società di aver reso, tramite il loro servizio clienti, informazioni errate in merito alla possibilità per i clienti vulnerabili di optare per il sistema a tutele graduali.

Fatta eccezione per 4 procedimenti chiusi con archiviazione e 4 procedimenti conclusi con approvazione degli impegni, tutti i restanti procedimenti conclusi (compresi quelli che erano stati avviati con procedura semplificata ed estinti) sono terminati con l'accertamento delle responsabilità e la conseguente irrogazione di sanzioni.

Delle 9 sanzioni irrogate all'esito di ordinari procedimenti sanzionatori, per un ammontare complessivo di 6.795.023,90 euro, risultano allo stato pagate 2 sanzioni. Gli Uffici dell'Autorità stanno quindi curando la riscos-

8 Determinazione DSAI/12/2025/COM.
9 Allegato A alla delibera dell'Autorità 28 giugno 2018, n. 366/2018/R/com, recante "Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali", e successive modifiche e integrazioni.
10 Determinazione DSAI/21/2025/EEL.

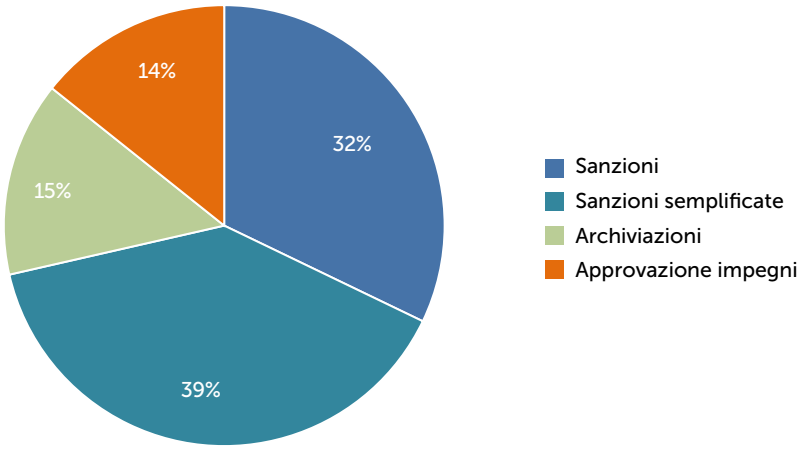
sione delle rimanenti 7, con l'iscrizione a ruolo di 5 sanzioni (e, a esito dei relativi contenziosi, di altre due sanzioni irrogate nell'anno 2022) e l'insinuazione al passivo nell'ambito delle relative procedure concorsuali per le rimanenti 2 sanzioni. All'importo di 6.795.023,90 euro di cui sopra, va aggiunto l'ulteriore importo delle 11 sanzioni ridotte pagate nel 2025 in forma semplificata, pari complessivamente a 222.319,15 euro.

A questo proposito, si segnala che, nel corso del 2025, l'Autorità ha completato le attività necessarie per l'attivazione del pagamento delle sanzioni tramite la piattaforma pagoPA[11], così da rendere più agevole, da un lato, il pagamento delle sanzioni da parte degli esercenti e, dall'altro, il monitoraggio dei versamenti da parte degli Uffici dell'Autorità, in linea con l'obiettivo di una crescente semplificazione dei processi.

Con riguardo alla riscossione delle sanzioni non pagate, anche nel 2025, l'Autorità ha proseguito l'attività di riscossione coattiva per il tramite della competente Agenzia delle Entrate-Riscossione, previo svolgimento delle diverse attività prodromiche alla stessa, ovvero la quantificazione degli interessi o delle maggiorazioni maturate nelle more del pagamento e il sollecito di pagamento degli importi dovuti, e ha curato, nei casi non gestiti direttamente dall'Agenzia, tutti gli adempimenti necessari per il recupero delle sanzioni irrogate nell'ambito delle procedure concorsuali alle quali risultino sottoposti i soggetti sanzionati.

Inoltre, trova conferma anche per il 2025 la circostanza che la separazione funzionale tra attività istruttoria e attività decisoria, confermata e implementata anche dal Regolamento sanzioni dell'Autorità di cui all'allegato A alla delibera n. 598/2023/E/com, unitamente alle procedure semplificate, ha avuto un impatto positivo sul piano dell'efficienza, consentendo la gestione tempestiva dei nuovi procedimenti. Infatti, quanto alle tempistiche procedimentali, si evidenzia che i procedimenti sanzionatori avviati negli ultimi cinque anni si sono conclusi nel rispetto dei termini previsti dal predetto Regolamento sanzioni[12].

FIG. 11.7 *Ripartizione dei provvedimenti conclusivi dell'attività sanzionatoria svolta nel 2025*



Fonte: ARERA.

11 Piattaforma divenuta operativa il 18 febbraio 2025 (cfr. comunicato pubblicato nel sito istituzionale dell'Autorità, di cui al seguente link: Pagamento sanzioni ARERA tramite pagoPA – Arera).

12 Per i procedimenti sanzionatori avviati prima del 22 dicembre 2023, l'art. 4-*bis* dell'allegato A alla delibera n. 243/2012/E/COM prevedeva un termine di conclusione dei procedimenti pari a 220 giorni. Per i procedimenti avviati dopo il 22 dicembre 2023, il termine di conclusione, previsto dall'art. 3 del nuovo Regolamento sanzioni di cui all'allegato A alla delibera n. 598/2023/E/COM, è di 250 giorni, salve interruzioni, proroghe e sospensioni nei casi tassativamente previsti dallo stesso art. 3.

La c.d. procedura semplificata

Per quanto riguarda la c.d. procedura semplificata di chiusura dei procedimenti sanzionatori di competenza dell'Autorità, prevista dall'art. 45 del decreto legislativo 1° giugno 2011, n. 93 e dall'art. 13 dell'allegato A alla delibera 19 dicembre 2023, n. 598/2023/E/com, nonostante nell'anno 2025 si sia registrata una lieve riduzione del numero dei procedimenti avviati con tale procedura (12 rispetto ai 20 dello scorso anno), viene invece confermata l'alta percentuale di adesione da parte degli operatori interessati (92%, cioè 11 su 12). Ciò costituisce un dato significativo, a conferma della rilevante utilità di tale istituto, apprezzabile altresì sotto il profilo della pronta cessazione delle condotte contestate e del sollecito pagamento della sanzione in misura ridotta. Peraltro, con l'utilizzo di tale procedura, che ha consentito la chiusura del procedimento in (soli) 60 giorni, l'Autorità ha evitato gli oneri derivanti da eventuali contenziosi o dalle procedure di riscossione coattiva delle sanzioni amministrative pecuniarie. L'ammontare complessivo delle sanzioni in misura ridotta pagate dagli operatori, in adesione a procedure semplificate avviate nell'anno 2025, è pari a circa 220.000 euro. Dei 12 procedimenti avviati nell'anno 2025 con procedura semplificata, 7 procedimenti hanno riguardato violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche (sicurezza gas) mentre 5 procedimenti hanno riguardato violazioni della regolazione dei mercati energetici (*bonus* sociale, *fuel mix disclosure*, voltura, *pre-check* del Sistema informativo integrato).

Violazioni della regolazione delle infrastrutture energetiche

Una lettura più analitica del dato quantitativo consente di rilevare che, nell'ambito dei procedimenti sanzionatori avviati nel 2025 in materia di violazioni della regolazione relativa alle infrastrutture energetiche (pari a 9), 8 riguardano violazioni connesse con esigenze di sicurezza del sistema di distribuzione del gas e 1 inerisce a violazioni in materia di *unbundling* funzionale.

Sicurezza del sistema e accesso ed erogazione dei servizi di rete e misura

Nel 2025 l'Autorità ha avviato 8 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale[13]. Di tali procedimenti, sette si sono conclusi con adesione alla procedura semplificata, mediante cessazione delle condotte contestate e pagamento delle sanzioni in misura ridotta per un totale di quasi 100.000 euro; uno, invece, si è concluso con l'irrogazione di sanzioni[14], per complessivi 550.000 euro, all'esito di un procedimento sanzionatorio ordinario.

In tale ambito, si è inoltre concluso, con un provvedimento[15] di irrogazione di sanzioni pecuniarie nella misura complessiva di euro 12.500, un procedimento avviato nel corso del 2024.

13 Determinazioni DSAI/2-5-7-10-13-17-20-24/2025/GAS.
14 Delibera n. 357/2025/S/GAS (impugnata innanzi al TAR Lombardia).
15 Delibera n. 58/2025/S/GAS.

Unbundling funzionale

Nell'anno 2025 l'Autorità ha avviato 1 procedimento per violazione degli obblighi di *unbundling* funzionale[16]. Segnatamente, è stato contestato alla società – impresa di distribuzione del gas naturale e capogruppo di un gruppo societario cui appartiene anche la società di vendita – il mancato rispetto degli obblighi previsti dalla regolazione in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione (art. 17 del TIUF) e in materia di informazioni commercialmente sensibili (art. 18 del TIUF, Testo integrato delle disposizioni in merito agli obblighi di separazione funzionale, allegato A alla delibera n. 296/2015/R/com). L'Autorità ha contestato, tra l'altro, la mancata adozione di misure idonee a evitare di ingenerare nel pubblico confusione circa l'identità distinta del ramo "fornitura" dell'impresa verticalmente integrata, nonché il mancato rispetto degli obblighi di riservatezza, sanciti dalla regolazione, che impongono all'impresa di disporre di un adeguato monitoraggio e controllo degli accessi alle informazioni commercialmente sensibili.

Regolazione tariffaria

Nel 2025 si è infine concluso con l'irrogazione di sanzioni, nella misura complessiva di euro 390.625, un procedimento avviato nel 2024 nei confronti di un esercente i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, per l'accertamento della violazione di molteplici disposizioni in materia di tariffe – con particolare riferimento ai dati forniti per i calcoli RAB – e in materia di *unbundling* contabile, principalmente per non avere la società compilato i conti annuali separati (CAS) 2019-2021, in violazione di disposizioni del TIUC (Testo integrato delle disposizioni in merito agli obblighi di separazione contabile, allegato A alla delibera n. 137/2016/R/com)[17].

Violazioni della regolazione dei mercati energetici

Con riferimento, invece, ai procedimenti avviati per violazioni della regolazione dei mercati energetici (pari a 16), 1 procedimento afferisce a violazioni di disposizioni in materia di titoli di efficienza energetica, 1 procedimento inerisce a violazioni in materia di efficienza nel consumo, 2 procedimenti attengono a violazioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati *all'ingrosso* (REMIT) e gli altri 12 procedimenti riguardano violazioni della regolazione dei mercati *retail* e a tutela dei clienti finali, come di seguito meglio illustrato.

Titoli di efficienza energetica

Nel 2025 l'Autorità ha avviato 1 procedimento sanzionatorio per l'accertamento di una violazione in materia di titoli di efficienza energetica[18]. Segnatamente, la società – già sanzionata con delibera n. 331/2023/S/efr per il mancato rispetto dell'obbligo di acquisto, entro il 31 maggio 2022, di titoli di efficienza energetica corrispondenti al proprio obiettivo specifico relativo all'anno 2021 (pari ad almeno il 60% dei TEE dovuti) – non ha trasmesso neppure entro il (nuovo) termine del 31 maggio 2024, alcuno dei titoli di efficienza energetica corrispondenti al

16 Determinazione DSAI/8/2025/S/COM.
17 Delibera n. 310/2025/S/GAS.
18 Determinazioni DSAI/4/2025/EFR.

proprio obiettivo specifico relativo all'anno d'obbligo 2021, come risultante da apposita nota trasmessa all'Autorità dal GSE. L'Autorità con il provvedimento finale[19] ha confermato la responsabilità della società per l'illecito contestato e ha irrogato una sanzione pari a euro 240.000.

Efficienza nel consumo

Nel 2025 l'Autorità ha avviato 1 procedimento sanzionatorio per violazioni in materia di *fuel mix disclosure*[20] con eventuale chiusura con procedura semplificata. Segnatamente, a una società di vendita, già sanzionata per analoga violazione in relazione al triennio 2019-2021[21], è stato contestato l'inadempimento degli obblighi informativi in materia di *fuel mix disclosure* nei confronti dei clienti finali anche con riferimento agli anni 2022 e 2023, non avendo correttamente riportato nella documentazione precontrattuale e nelle bollette del predetto biennio la composizione del *mix energetico impresa*. La società non ha aderito alla chiusura con procedura semplificata e il procedimento è quindi proseguito nelle forme ordinarie.

Mercati all'ingrosso

Nel 2025 sono stati avviati 2 procedimenti sanzionatori per violazione delle disposizioni in materia di integrità e trasparenza dei mercati dell'energia all'ingrosso di cui al regolamento (UE) n. 1227/2011 e s.m.i. (REMIT). In uno di questi[22] è stata contestata all'operatore la violazione dell'art. 4 del REMIT per non avere comunicato al pubblico in tempo utile le informazioni privilegiate in suo possesso relative all'indisponibilità di un impianto di produzione. Rilevata la connessione soggettiva e aggettiva con due ulteriori procedimenti[23], l'Autorità ha proceduto alla loro riunione per ragioni di economia procedimentale e di completezza istruttoria. Nell'ambito dei predetti procedimenti la società ha presentato impegni per un valore complessivo tra 900.000 e 1.300.000 euro, che sono stati dichiarati ammissibili[24] e successivamente approvati[25] e resi obbligatori, con contestuale chiusura dei medesimi procedimenti.

Nell'altro procedimento[26] è stata contestata a un operatore la violazione dell'art. 5 del REMIT per avere posto in essere la condotta manipolativa del mercato nei mercati dell'energia all'ingrosso di cui all'art. 2, numero 2), lettera a), punto ii) del REMIT, consistente nella fissazione del prezzo di mercato a un livello artificioso, cioè a un prezzo diverso da quello che sarebbe emerso da *"un'interazione equa e concorrenziale tra domanda e offerta"*[27] rispecchiando i fondamentali di mercato.

19 Delibera n. 356/2025/S/EFR, attualmente *sub iudice*.
20 Determinazione 15/2025/EEL.
21 Delibera n. 408/2024/S/EEL.
22 Determinazione DSAI/1/2025/EEL.
23 Determinazione DSAI/10/2023/EEL e DSAI/25/2024/EEL.
24 Delibera n. 311/2025/S/EEL.
25 Delibera n. 452/2025/S/EEL.
26 Determinazione 14/2025/EEL.
27 Cfr. paragrafi 6.2.2. e 6.3.2, Linee Guida dell'ACER sull'applicazione del REMIT (edizione 6.1 del 18 dicembre 2024).

Mercati retail e tutela dei clienti finali

Nel 2025 sono stati avviati 2 procedimenti sanzionatori per violazioni in materia di *switching* nel settore dell'energia elettrica. Segnatamente, in uno di tali procedimenti[28] è stato contestato all'esercente la vendita di avere presentato richieste di *switching* per mero cambio di utente del dispacciamento recanti una data fittizia di sottoscrizione del contratto con il cliente finale, coincidente con quella della richiesta di *switching* e tale da prevalere sulle richieste di *switching* effettuate da altre società di vendita ("entranti"), così impedendo il cambio fornitore, con danno non solo per i clienti finali "trattenuti" ma anche per le controparti commerciali "entranti". La società ha presentato una proposta di impegni che è stata dichiarata inammissibile[29] e pertanto il procedimento sanzionatorio è proseguito nelle forme ordinarie. Nell'altro procedimento[30], in maniera similare, la società di vendita indicava nelle richieste di *switching* come data di stipula del contratto di fornitura con il cliente finale una data fittizia, coincidente con quella di presentazione della richiesta di *switching*, con conseguente sistematica prevalenza sulle richieste di *switching* presentate da altre controparti commerciali, al fine dichiarato di trattenere i propri clienti. A tale società è stato, altresì, contestato l'illegittimo utilizzo delle credenziali di accesso assegnate dal Gestore del Sistema informativo integrato (di seguito anche SII) a un utente finale (persona fisica) che, come noto, sono strettamente personali e non cedibili ad altra persona fisica, neppure interna all'azienda. La società ha presentato una proposta di impegni che, alla fine del 2025, era in corso di valutazione.

Con riferimento precipuo alle modalità di interazione tra il Gestore del SII e i propri utenti, nel 2025 si sono altresì conclusi gli ultimi due procedimenti del filone, avviato nel corso del 2024, nei confronti di società di vendita cui è stato contestato l'utilizzo delle credenziali personali per accedere al SII tramite un *software* di automazione, in violazione delle primarie regole di funzionamento poste a tutela dell'integrità di un'infrastruttura come il SII, essenziale per il buon funzionamento dei mercati energetici. Il primo si è chiuso con l'irrogazione di una sanzione pari a 1.225.000 euro[31], l'altro – nei confronti del principale operatore del mercato della vendita al dettaglio di energia elettrica – con l'approvazione di impegni per un valore complessivo tra 5 e 5,4 milioni di euro[32].

Nel corso del 2025 è stato altresì avviato 1 procedimento[33] per l'accertamento della violazione di disposizioni in materia di *pre-check* del SII, servizio finalizzato alla formulazione di una richiesta di *switching* cui può accedere, *dopo la sottoscrizione di un contratto di vendita* con il cliente finale, la controparte commerciale che lo ha sottoscritto. Nel caso di specie, invece, è stato contestato alla società di avere illegittimamente effettuato l'accesso al servizio di *pre-check* prima della stipulazione del contratto di fornitura con il cliente finale e, in alcuni casi, per conto di *altre* controparti commerciali. Il procedimento si è concluso con l'adesione dell'operatore alla procedura semplificata mediante la tempestiva cessazione della condotta contestata e il pagamento della sanzione in misura ridotta, pari a 25.900 euro.

Inoltre, è stato avviato 1 procedimento[34] riguardante violazioni in materia di voltura nel settore elettrico. Segnatamente, è stato contestato a una società di vendita di avere presentato, in un arco temporale circoscritto,

28 Determinazione DSAI/6/2025/EEL.
29 Delibera n. 359/2025/S/EEL.
30 Determinazione DSAI/18/2025/EEL.
31 Delibera n. 106/2025/S/COM, attualmente *sub iudice*. Gli altri 3 procedimenti del filone sono stati chiusi nel 2024 con irrogazione di altrettante sanzioni (cfr. le delibere n. 479/2024/S/COM, n. 480/2024/S/COM e n. 481/2024/S/COM).
32 Impegni dichiarati ammissibili con delibera n. 337/2025/S/COM e approvati con delibera n. 464/2025/S/COM.
33 Determinazione DSAI/3/2025/EEL.
34 Determinazione DSAI/23/2025/EEL.

richieste di voltura, con e senza *switching*, irrituali, cioè in assenza di richieste di voltura da parte dei clienti finali intenzionati ad acquisire la titolarità di un punto di prelievo attivo, con ciò violando le disposizioni volte a garantire la corretta gestione dei contratti e dei processi nei confronti di tutti gli operatori coinvolti, nonché il buon funzionamento del mercato *retail*. Il procedimento si è concluso con l'adesione dell'operatore alla procedura semplificata mediante il pagamento della sanzione in misura ridotta pari a 8.684 euro.

In materia di volture, *switching* e accreditamento degli operatori al SII, sono stati altresì chiusi, con l'irrogazione di sanzioni, 2 procedimenti[35] avviati nel corso del 2024. In particolare, a due società operanti nel mercato libero del gas naturale, sono state contestate condotte tese, in sostanza, a "sottrarre" migliaia di utenze al fornitore di ultima istanza, così da trattenerle come propri clienti. I due procedimenti si sono conclusi con l'irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie, rispettivamente pari a 1.180.648,90 euro e 2.687.500 euro, entrambe impugnate[36].

Ancora in materia di *switching*, nel 2025 si è chiuso con l'approvazione di impegni[37] un procedimento sanzionatorio avviato in anni precedenti nei confronti di un'impresa di distribuzione di energia elettrica, alla quale era stato contestato di avere fornito per il tramite del SII – con riferimento a richieste di *switching* nelle quali l'utente del trasporto e dispacciamento entrante aveva manifestato la volontà di avvalersi della revoca – informazioni errate sulla sussistenza di una richiesta di indennizzo da parte dell'esercente la vendita uscente ovvero sullo stato di morosità del cliente finale.

In tema di tutela dei clienti finali, è stato altresì avviato 1 procedimento[38] per violazioni in materia di oneri di recesso anticipato e di disposizioni del Codice di condotta commerciale. In particolare, a una società di vendita di energia elettrica è stata contestata l'illegittima previsione e applicazione di oneri in caso di recesso anticipato nei contratti di fornitura a prezzo variabile per i clienti di piccole dimensioni e l'inosservanza delle disposizioni del Codice di condotta commerciale sulle modalità di indicazione dei prezzi di fornitura nelle *condizioni economiche* e nella s*cheda sintetica*.

Sempre in relazione alla tutela dei clienti finali, e in particolare in materia di trasparenza della fatturazione, nonché in materia di separazione contabile, si è concluso con l'irrogazione di sanzioni – per complessivi 33.750 euro – un procedimento avviato nel corso del 2024[39]. Nello specifico, il procedimento ha accertato l'omessa indicazione, da parte di un esercente la vendita di gas naturale, di alcuni degli elementi minimi che la bolletta sintetica deve riportare e l'omessa pubblicazione sul proprio sito *web* delle pubblicazioni necessarie per la corretta lettura dei documenti di fatturazione; è stato inoltre accertato, da parte del medesimo operatore, il mancato invio annuale all'Autorità della *dichiarazione preliminare* (riportante la posizione del medesimo operatore circa gli obblighi di separazione contabile previsti dal TIUC) e dei relativi CAS (Conti Annuali Separati).

Nel 2025 è stato, inoltre, avviato anche 1 procedimento sanzionatorio[40] per richieste di sospensione della fornitura per clienti non morosi. Nella fattispecie, è stato contestato a un utente della distribuzione del gas naturale di avere presentato un numero elevato di richieste di sospensione della fornitura per morosità relative a punti di

35 Delibere n. 47/2025/S/GAS e n. 59/2025/S/GAS.
36 In senso favorevole all'Autorità, cfr. Tar Lombardia, I, n. 4146/2025.
37 Delibera n. 154/2025/S/EEL.
38 Determinazione DSAI/19/2025/EEL.
39 Delibera n. 165/2025/S/GAS.
40 Determinazione DSAI/16/2025/GAS.

riconsegna nella titolarità di clienti in realtà non morosi e gestiti dalla medesima controparte commerciale, allo scopo di indurre quest'ultima a rilasciare le garanzie previste dal contratto con questa stipulato, in palese violazione dell'art. 27bis della delibera n. 138/04 e s.m.i., in forza del quale *"L'utente della distribuzione non ha diritto a chiedere la chiusura del punto di riconsegna in caso di inadempimento della controparte commerciale"*.

Come già anticipato, sono stati altresì avviati 8 procedimenti[41] per violazioni in materia di informazioni precontrattuali fornite ai clienti finali e 2 procedimenti[42] per violazione degli obblighi informativi degli esercenti il servizio a tutele graduali nei confronti dei clienti vulnerabili (che entro il 30 giugno 2025 potevano chiedere di accedere a detto servizio), nell'ambito dei quali sono state presentate proposte di impegni in corso di valutazione.

Ancora, nel 2025 sono stati avviati 2 procedimenti[43] in materia di *bonus* sociale elettrico e gas, che si sono conclusi con l'adesione alla procedura semplificata mediante la cessazione della condotta contestata, ovvero l'erogazione dei *bonus* sociali agli aventi diritto e la corretta rendicontazione bimestrale al SII dei *bonus* sociali erogati, e con il pagamento delle sanzioni in misura ridotta per complessivi 88.569 euro.

Sempre in materia di *bonus* sociale, all'esito di un complesso procedimento sanzionatorio che ha visto la partecipazione di 3 venditori sono state irrogate sanzioni amministrative pecuniarie (per un importo complessivo di 475.000 euro) a un'impresa di distribuzione di gas naturale per mancata o tardiva fatturazione e per il mancato pagamento del *bonus* sociale gas ai propri utenti del servizio di distribuzione[44] (in ragione delle statuizioni giurisdizionali già adottate al momento della chiusura del procedimento, il procedimento è stato archiviato solo con riferimento al mancato pagamento del *bonus* per il periodo precedente all'apertura del concordato preventivo cui l'impresa era sottoposta in applicazione dell'art. 100 del Codice della crisi di impresa e dell'insolvenza di cui al decreto legislativo 12 gennaio 2019, n. 14).

Violazioni della regolazione del settore idrico

Nel corso del 2025 è stato avviato 1 procedimento sanzionatorio[45] per violazioni di obblighi informativi in materia di reclami di seconda istanza nel settore idrico di cui all'art. 9 dell'allegato B alla delibera n. 55/2018/E/idr. Segnatamente, a un gestore del servizio idrico integrato è stata contestata la mancata risposta a oltre 100 richieste di informazioni dello Sportello per il consumatore energia e ambiente, nonostante reiterati solleciti e una delibera di intimazione dell'Autorità[46].

Con riferimento alla regolazione del settore idrico, nel corso del 2025 l'Autorità ha chiuso 2 procedimenti sanzionatori avviati in anni precedenti, in un caso con l'approvazione degli impegni presentati dalla società[47] e nell'altro,

41 Determinazione DSAI/12/2025/COM.
42 Determinazione DSAI/21/2025/EEL.
43 Determinazioni DSAI/11/2025/COM e DSAI/22/2025/COM.
44 Delibera n. 72/2025/S/GAS (il ricorso giurisdizionale avverso il provvedimento sanzionatorio è stato in parte dichiarato inammissibile e in parte rigettato con sentenza Tar Lombardia 30 marzo 2026, n. 1460).
45 Determinazione DSAI/25/2025/IDR.
46 Delibera n. 211/2025/E/COM.
47 Impegni dichiarati ammissibili con delibera n. 107/2025/S/IDR e, successivamente, approvati e resi obbligatori con delibera n. 358/2025/S/IDR.

tenuto conto delle circostanze del caso concreto, con l'archiviazione del procedimento sanzionatorio[48] e la contestuale adozione di un provvedimento prescrittivo che ha disposto, tra l'altro, la restituzione agli utenti della quota di deposito cauzionale versata e non dovuta, in quanto corrispondente all'IVA.

Risoluzione delle controversie tra i soggetti regolati

Nel 2025 la funzione giustiziale *ex* delibera 18 maggio 2012, n. 188/2012/E/com[49] si è confermata uno strumento largamente apprezzato e utilizzato dagli *stakeholders* nell'ambito delle attività di *enforcement* dell'Autorità.

La tutela giustiziale rappresenta una valida alternativa alla tutela giurisdizionale[50], anche in chiave deflattiva della stessa, essendo più rapida, gratuita e agevolmente fruibile dagli operatori al fine di perseguire gli obiettivi, posti dalla normativa europea e dalla disciplina nazionale (primaria e regolatoria), in tema di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche.

Nel 2025, l'attività di risoluzione delle controversie tra soggetti regolati è proseguita nella sua *mission* di *"efficientare la gestione dei procedimenti di risoluzione delle controversie tra operatori e gestori, promuovendone anche una maggiore conoscenza"*, in coerenza con la specifica linea di intervento prevista nel Quadro Strategico 2022-2025 dell'Autorità, portando anche a un aumento dei reclami presentati all'Autorità rispetto al 2024.

In particolare, nel 2025 è stato varato il nuovo Regolamento[51], frutto di un intervento meramente manutentivo teso a ulteriormente semplificare ed efficientare la procedura di presentazione e gestione dei reclami, chiarendo alcuni aspetti riguardanti le modalità procedurali che regolano l'attività giustiziale in parola e sistematizzando alcune disposizioni sulla base della prassi applicativa emersa e delle esigenze operative riscontrate nel corso della trattazione dei reclami.

Entrato in vigore in relazione ai reclami presentati dal 1° agosto 2025, l'impatto del Regolamento sulla diminuzione delle archiviazioni per vizi procedurali dovrebbe ragionevolmente dispiegarsi nel 2026, rafforzando un trend già in corso negli ultimi anni, risultato di un importante lavoro di sensibilizzazione nei confronti

48 Delibera n. 289/2025/S/IDR.

49 Avente a oggetto la risoluzione delle controversie tra operatori e produttori/*prosumer* e gestori di rete in materia di accesso e utilizzo delle infrastrutture energetiche, nonché in materia di erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (art. 14, comma 2, lettera f-ter) del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387) e di impianti di biometano di cui alla delibera n. 27/2019/R/gas.

50 Ai sensi dell'art. 3-bis.1, lett. j) dell'allegato A alla delibera n. 188/2012/E/com, viene disposta l'archiviazione del reclamo qualora, tra l'altro, per la fattispecie oggetto dell'istanza *"...sia stata presentata un' azione innanzi all'Autorità giudiziaria..."*.

51 Il Regolamento, adottato con la delibera 22 luglio 2025, n. 336/2025/E/com, sostituisce la precedente Disciplina di cui all'allegato A alla delibera n. 188/2012/E/com.

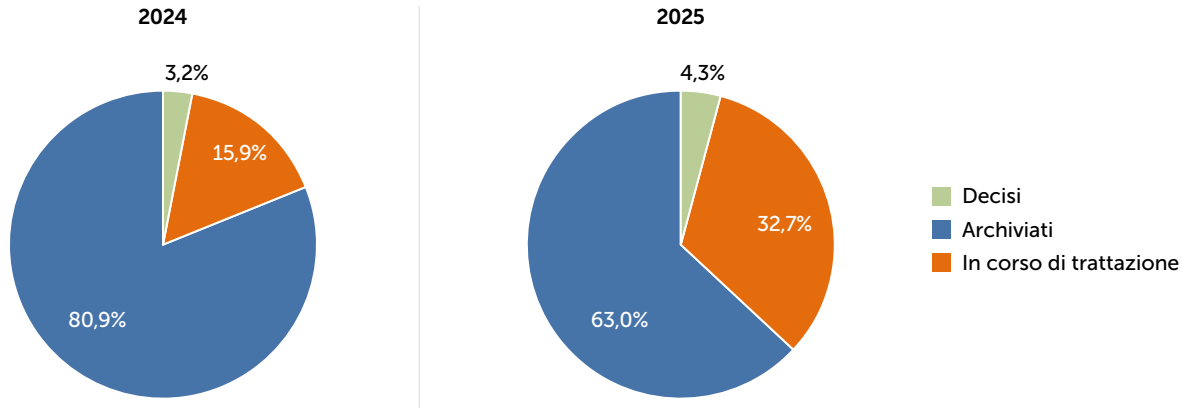
degli operatori in merito all'adozione delle procedure corrette per la presentazione dei reclami innanzi all'Autorità.

Contemporaneamente, gli sforzi sono proseguiti anche nell'ottica di definire le controversie senza necessariamente giungere a una decisione del Collegio, privilegiando un'attività istruttoria di supporto all'eventuale raggiungimento di un accordo tra le parti che possa portare alla rinuncia al reclamo.

Infatti, specularmente al dato tendenziale in diminuzione delle archiviazioni per vizi procedurali, è salito negli ultimi anni il numero delle archiviazioni per cessata materia del contendere nelle more del procedimento o per sopravvenuta carenza di interesse del reclamante, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo. In molti casi, il gestore di rete contro cui è presentato il reclamo, è indotto a rivedere la propria posizione ponendo rimedio, in tempi brevi, alle violazioni della regolazione contestate ovvero a individuare una soluzione bonaria che possa comunque essere satisfattiva delle pretese avanzate dal reclamante.

In questa prospettiva si devono leggere i grafici sotto riportati che mettono a confronto i reclami presentati nel 2025 con quelli presentati nel 2024. L'aumento, infatti, della percentuale di reclami in corso di trattazione rispetto all'anno precedente è indice di un maggior spazio concesso all'attività istruttoria e al dialogo fra le parti.

FIG. 11.8 *Status reclami presentati nel 2024 e nel 2025 a confronto*



Ne sono un esempio le 16 audizioni svolte dal Responsabile del procedimento, nel corso dell'anno appena trascorso, alla presenza e con il supporto dei rappresentanti delle direzioni tecniche, con lo scopo di acquisire ulteriori elementi istruttori e di favorire il dialogo tra le parti. Dei 16 reclami per cui vi è stata audizione, 7 sono stati successivamente archiviati per cessata materia del contendere, 5 sono tuttora in corso in attesa del perfezionamento di una eventuale composizione bonaria, 4 sono stati oggetto di decisione, di cui 3 respinti e 1 parzialmente accolto.

È proseguito, infine, l'aggiornamento annuale del c.d. Massimario, una raccolta pubblicata sul sito istituzionale comprensiva di tutte le decisioni sui reclami adottate dall'Autorità, facilmente consultabile per argomenti (cui sono state aggiunte le decisioni prese nel 2025 elencate di seguito), in cui vengono sintetizzati i consolidati indi-

rizzi interpretativi assunti da questa Istituzione nell'esercizio della sua funzione giustiziale, elemento fondamentale al fine di favorire la compliance degli operatori nei confronti della regolazione di settore.

Nel dettaglio, dall'entrata in vigore della delibera n. 188/2012/E/com al 31 dicembre 2025, sono stati presentati 1.354 reclami, di cui 165 nel 2025. Di questi:

- 906 (il 66,9%), di cui 104 (il 63,0%) presentati nel 2025, sono stati archiviati, in particolare:
  - 546 (di cui 72 presentati nel 2025) per inammissibilità o improcedibilità;
  - 332 (di cui 29 presentati nel 2025) perché il gestore di rete, nel corso del procedimento, ha soddisfatto l'istanza del reclamante;
  - 4 sono stati archiviati per sostanziale coincidenza delle questioni devolute alla cognizione dell'autorità giudiziaria e dell'Autorità;
  - 22 reclami, di cui 3 presentati nel 2025, per sopravvenuta carenza di interesse del reclamante, avendo il gestore di rete soddisfatto l'istanza prima ancora dell'avvio della trattazione del reclamo;
  - 2 reclami, a causa dell'avvio, per la fattispecie oggetto dell'istanza, di un procedimento per l'esercizio dei poteri sanzionatori e prescrittivi di cui alle lettere c) e d) dell'art. 2, comma 20, della legge 14 novembre 1995, n. 48152.
- 55 (il 4,1%), di cui 54 (il 32,7%) presentati nel 2025, erano in corso di trattazione;
- 393 (il 29,0%), di cui 7 (il 4,3%) presentati nel 2025, sono stati oggetto di decisione, per un totale di 339 delibere emanate (di cui 7 nel 2025). Si rileva, infine, che il numero di delibere è inferiore al numero dei reclami presentati perché alcune di esse, per la sostanziale identità delle questioni tecniche e giuridiche affrontate, hanno trattato congiuntamente più reclami.

Il tempo medio di gestione delle procedure di risoluzione delle controversie tra operatori economici ex delibera n. 188/2012/E/com, in relazione ai reclami presentati all'Autorità nel biennio 2024-2025, è stato di 3 mesi e 29 giorni. In particolare, 2 mesi e 26 giorni per i reclami ex decreto legislativo n. 93/2011 e 4 mesi e 24 giorni per i reclami ex decreto legislativo n. 387/2003. Come si può vedere, tali tempistiche sono, nel complesso, ben al di sotto del tempo massimo previsto dalla normativa di riferimento per la conclusione del procedimento giustiziale (6 mesi).

Settore elettrico

Con riferimento al settore elettrico, le decisioni adottate dall'Autorità nel 2025, hanno riguardato principalmente le tematiche che seguono.

52 Ai sensi dell'art. 3, comma 3.9, dell'allegato A alla delibera n. 188/2012/E/com, viene disposta l'archiviazione del reclamo qualora, tra l'altro, per la fattispecie oggetto dell'istanza *"sia stato avviato un procedimento per l'esercizio dei poteri di cui alla lettera c) e d) dell'art. 2, comma 20 della legge 14 novembre 1995, n. 481".*

Procedure di connessione degli impianti di produzione (Testo integrato delle connessioni attive, TICA)

Con delibera 14 gennaio 2025, n. 2/2025/E/eel, l'Autorità ha ribadito che, ai sensi dell'art. 33, comma 33.2 del TICA, la Soluzione tecnica minima generale (STMG) indicata nel preventivo per la connessione, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione, ha una validità di 270 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo per la connessione, al netto del tempo impiegato dal gestore di rete per validare il progetto relativo all'impianto di rete per la connessione. Inoltre, il periodo di validità della STMG comporta la prenotazione temporanea della relativa capacità di rete che, al termine di tale periodo, assume valore meramente indicativo e non vincolante per il gestore di rete, come indicato nel preventivo di connessione e nelle comunicazioni che il gestore trasmette al richiedente la connessione ai sensi del medesimo art. 33 del TICA.

Pertanto, l'operatore professionale del settore elettrico, – in coerenza con il canone di diligenza professionale normativamente esigibile (art. 1176, comma 2, c.c.) - era tenuto a conoscere e a ben ponderare quanto disposto dal TICA in materia di iter di connessione di impianti di produzione alle reti elettriche pubbliche con obbligo di connessione di terzi, con particolare riferimento agli effetti delle sopradescritte previsioni regolatorie dettate dall'art. 33 del TICA, riguardanti la disciplina della prenotazione della capacità di rete al termine o nel corso del procedimento per l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio dell'impianto di produzione.

Pertanto, il gestore ha legittimamente applicato quanto previsto dall'art. 33, comma 33.6 del TICA:

i. comunicando all'operatore, in data 5 febbraio 2024, l'esito negativo della verifica della persistenza delle condizioni di fattibilità e realizzabilità della soluzione tecnica di connessione riportata nel preventivo, in risposta alla richiesta formulata dal reclamante ai sensi del medesimo art. 33, comma 33.6 del TICA; contestualmente il reclamante veniva informato che sarebbe stato elaborato un nuovo preventivo per la connessione del lotto di impianti di produzione de quo ai sensi dell'art. 33 del TICA;
ii. pubblicando, in data 11 aprile 2024, il nuovo preventivo di connessione con la specifica che l'accettazione della soluzione tecnica in esso contenuta avrebbe comportato la prenotazione definitiva della capacità di rete, relativamente alla potenza di immissione richiesta, con le modalità e tempistiche previste dall'art. 33 del TICA.

Con delibera 28 gennaio 2025, n. 15/2025/E/eel, l'Autorità ha ricordato che per le connessioni in AT, il comma 19.6, lettera a) dell'art.19 del TICA stabilisce che – qualora il richiedente intenda accettare il preventivo per la connessione – debba inviare al gestore di rete, entro 45 giorni lavorativi dalla data di ricevimento del preventivo per la connessione da parte del medesimo richiedente, una comunicazione di accettazione del preventivo per la connessione, corredata da alcuni documenti e informazioni (tra cui la prova del pagamento del corrispettivo di connessione). Per il calcolo del termine di decadenza, ai fini della validità dell'accettazione del preventivo per la connessione, l'art. 19, comma 19.6, lettera a) prevede che faccia fede la data di accettazione del medesimo preventivo per la connessione, come definita dal comma 1.1, lettera e), del TICA, secondo cui la *"data di accettazione del preventivo per la connessione è la data di invio del documento relativo all'accettazione del preventivo per la connessione".*

In base al chiaro tenore letterale dell'art 19, comma 6, lettera a) del TICA – che distingue chiaramente la comunicazione di accettazione del preventivo dalla documentazione attestante il pagamento del corrispettivo per la connessione – la mera trasmissione al gestore del solo bonifico non può essere equiparata, né essere confusa con la diversa comunicazione dell'espressa accettazione del preventivo, che il TICA impone essere di natura recettizia.

Pertanto, non è sufficiente che entro il termine decadenziale di 45 giorni lavorativi previsti dal TICA sia effettuato il bonifico a favore del gestore, essendo necessario che entro il medesimo termine sia inviata al gestore anche la comunicazione di accettazione del preventivo per la connessione richiesta dall'art. 19, comma 6, lettera a) del TICA di cui *"la documentazione attestante il pagamento di quanto previsto all'atto di accettazione del preventivo"*, ossia il bonifico, costituisce un mero allegato e non può in alcun modo sostituirla.

Correttamente, quindi, il gestore ha disposto la decadenza della pratica di connessione per causa imputabile esclusivamente al reclamante, il quale, per un non meglio precisato asserito *"disguido tecnico di connessione"*, ha omesso di inviare al gestore, entro il termine di validità del preventivo, la comunicazione di accettazione del medesimo preventivo (avendo inviato entro detto termine solo il bonifico del pagamento previsto per l'accettazione del preventivo).

Con delibera 1 aprile 2025, n. 134/2025/E/eel, l'Autorità ha ribadito che, ai sensi dell'art. 33, comma 33.2 del TICA, la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) indicata nel preventivo, nel caso di connessioni in alta e altissima tensione, ha una validità di 270 giorni lavorativi dalla data di accettazione del preventivo per la connessione, al netto del tempo impiegato dal gestore di rete per validare il progetto relativo all'impianto di rete per la connessione. Pertanto, decorso detto termine di validità senza il completamento del procedimento autorizzativo e in assenza dell'attivazione della procedura di verifica di cui al comma 33.6 del TICA, la STMG assume valore meramente indicativo e non vincolante per il gestore di rete. Ne consegue che è legittimo il diniego di conferma della STMG e il conseguente annullamento della pratica di connessione ai sensi del comma 33.7 da parte del gestore, non potendo configurarsi un legittimo affidamento in capo al richiedente – operatore professionale tenuto a conoscere la disciplina regolatoria – ove il gestore abbia correttamente adempiuto agli obblighi informativi previsti dalla regolazione.

Con delibera 20 maggio 2025, n. 206/2025/E/eel, l'Autorità ha preliminarmente indicato che – con l'accettazione del preventivo – viene siglato un contratto tra richiedente la connessione e gestore di rete, con il quale i contraenti concordano le modalità e condizioni con cui verrà realizzata la connessione: sia il richiedente sia il gestore sono, quindi tenuti, in primo luogo, a eseguire i rispettivi obblighi contrattuali specificamente contenuti nel contratto e, più in generale, a eseguire il contratto con la dovuta diligenza professionale e nel rispetto dei principi di correttezza e buona fede.

L'Autorità ha, poi, ricordato che l'art. 10, comma 10.4 del TICA prevede che: *"Nel caso in cui siano necessari atti autorizzativi per la realizzazione della connessione, il tempo di realizzazione della connessione non comprende il tempo per l'ottenimento di tali atti"*: ne discende che se gli atti autorizzativi per la realizzazione della connessione non sono completi, il tempo di realizzazione della connessione rimane sospeso fino all'ottenimento degli ulteriori titoli abilitativi richiesti.

Nel caso in esame l'Autorità ha rilevato che – al momento dell'accettazione del preventivo – il reclamante era stato adeguatamente informato sulla necessità che le autorizzazioni per la costruzione e l'esercizio dell'impianto di rete per la connessione dovessero essere intestate al gestore. Tuttavia, l'atto autorizzativo prodotto faceva capo al reclamante e non al gestore e, quindi, risultava non completo.

Inoltre, detto atto autorizzativo:

- conteneva una soluzione tecnica di connessione errata in quanto non conforme a quella contenuta nel preventivo accettato e, quindi, anche a quella oggetto del progetto di rete validato dal gestore;
- è pervenuto al gestore già scaduto, in quanto trasmesso allo stesso (l'8 giugno 2023) ben oltre il termine iniziale previsto per l'avvio dei lavori (18 maggio 2023, cioè 15 giorni dalla data di emissione).

Sul punto, l'Autorità ha chiarito che siffatto titolo non era valido giuridicamente (per le ragioni suddette) ad autorizzare il gestore alla realizzazione dell'impianto di rete e, come tale, non era idoneo a far decorrere il tempo per la realizzazione dei lavori di rete.

L'Autorità ha, inoltre, ricordato che l'art. 7, comma 7.9 del TICA impone al richiedente di realizzare le opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione, come indicate nel preventivo e al successivo comma 7.10 ribadisce espressamente che il richiedente è tenuto a trasmettere al gestore di rete la comunicazione di completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione *"...completate le opere di cui al comma 7.9..."*.

Il TICA, quindi, impone al richiedente di comunicare al gestore il completamento delle opere strettamente necessarie alla realizzazione fisica della connessione, solo dopo la completa realizzazione delle stesse.

Pertanto, al di là di un ragionevole margine di tollerabile incompletezza/erroneità – da vagliare sempre in base alle circostanze del caso concreto e nei limiti della diligenza professionale, correttezza e buona fede – non possono dirsi in radice completate le opere quando già risulta incompleta la realizzazione fisica di tutte le opere inerenti la cabina di consegna, come nel caso di specie.

Infine, l'Autorità ha chiarito che le comunicazioni di fine opere necessarie – trasmesse pur con siffatto stato dei luoghi – non sono conformi all'art. 7, commi 7.9 e 7.10 e, quindi, sono inidonee a far decorrere a carico del gestore il termine per l'avvio dei lavori dell'impianto di rete.

Con delibera 3 giugno 2025, n. 226/2025/E/eel, l'Autorità ha ricordato che:

- l'art. 14, comma 14.4 del TICA prevede che il gestore è tenuto a comunicare tempestivamente al richiedente il verificarsi di cause di forza maggiore o cause imputabili al richiedente o a terzi che comportino la mancata corresponsione dell'indennizzo automatico;
- in base all'art. 4 del TICA, alla propria Guida alle connessioni e al proprio Regolamento sull'uso del Portale, e-distribuzione (al pari dei richiedenti) è tenuto a inviare esclusivamente tramite Portale, ogni atto, documentazione e/o comunicazione inerente all'iter di connessione.

Sulla base di tali prescrizioni, l'Autorità ha chiarito che, per essere rilevanti e quindi efficaci, le comunicazioni tra le parti, inerenti all'iter di connessione, devono avvenire tramite il portale produttori e con la dovuta tempestività.

Da ciò ad avviso dell'Autorità, deriva l'inefficacia della comunicazione di sospensiva "per inaccessibilità terreni", sia in quanto comunicata telefonicamente sia pur a ridosso del verificarsi della stessa, sia perché comunicata tramite Portale ma a distanza di mesi dal verificarsi della stessa e, quindi, non tempestivamente. Pertanto, poiché il gestore non ha applicato legittimamente la suddetta sospensiva, la stessa non può essere posta alla base del rifiuto a erogare il richiesto indennizzo automatico.

Con riferimento alla eccezione mossa dal gestore – a seguito del ricevimento della dichiarazione di fine opere strettamente necessarie dallo stesso validata – per cui in occasione di un sopralluogo successivamente eseguito erano emerse delle *"...non conformità relative alle opere realizzate dal produttore che hanno determinato la loro inidoneità ai fini della realizzazione della connessione..."* - a tutela del reclamante l'Autorità ha riconosciuto la decorrenza del tempo per l'esecuzione dei lavori di rete con l'invio della comunicazione di fine opere, a causa di espresso riconoscimento in tal senso fatto dal gestore, il quale sul punto *imputet hoc sibi*.

Una volta però che lo stesso gestore ha chiesto il riconoscimento almeno della sospensione della decorrenza del tempo per la realizzazione dell'impianto di rete – a causa del rappresentato stato di incompletezza della opere a carico del reclamante – l'Autorità ha condiviso detta sospensione, non potendo certo ritenersi meritevole di nessuna ulteriore tutela (oltre quella indicata dal riconoscimento in precedenza indicato) una comunicazione di fine opere inviata nonostante siffatto stato di incompletezza delle opere, in violazione dell'art. 7, comma 7.10 del TICA e dei principi di correttezza e buona fede (cfr. sul punto anche delibera n. 206/2025/E/eel e TAR Lombardia, sentenza n. 1262/2022).

Con delibera 8 luglio 2025, n. 308/2025/E/eel, l'Autorità ha ribadito la valenza dell'art. 10, comma 4 del TICA secondo cui *"Nel caso in cui siano necessari atti autorizzativi per la realizzazione della connessione, il tempo di realizzazione della connessione non comprende il tempo per l'ottenimento di tali atti"*. Da ciò consegue, nel caso di specie, che la nota del Genio Civile – in risposta all'istanza formulata dal reclamante in merito all'iter autorizzativo dell'impianto di rete – vale come sospensiva. Infatti, in tale nota, indirizzata al Comune interessato, al reclamante, al Ministero delle imprese e del made in Italy e al gestore si dice espressamente che:

- *"Per il rilascio del parere di competenza di questo ufficio, da rendersi nell'ambito della procedura PAS, ai sensi del R.D. 1775/1933 ed eventualmente del R.D. 523/1903, è opportuno e necessario che il Comune di [omissis], in qualità di Ente autorizzante e procedente ai sensi della L.R. n. 37 del 06/11/2018 e ss.mm.ii., indica una Conferenza dei servizi (anche in forma semplificata), ai sensi di quanto disposto dall'art. 6, comma 5 del decreto legislativo n. 28/2011, al fine di valutare il progetto dell'impianto a farsi unitamente agli altri Enti territorialmente competenti e individuati dal Comune anche ai sensi dell'art. 120 del T.U. 1775/33."*;
- *"Questo Genio Civile esprimerà il proprio parere relativo alle sole opere di connessione (linea elettrica – cavidotto), esclusivamente nell'ambito di tale Conferenza, contestualmente agli altri Enti coinvolti."*;
- si *"resta in attesa dell'indizione della Conferenza dei servizi a opera del Comune di [omissis]"*;
- concludendo con l'avviso che si *"resta in attesa dell'indizione della Conferenza dei servizi a opera del Comune";*
- *"la presente nota sospende i termini del procedimento relativo all'istanza trasmessa via PEC dalla Società proponente"*.

Pertanto, il tempo intercorrente tra la data di inizio della sospensione dei termini del procedimento autorizzativo disposta dal Genio civile e la data di acquisizione della DIL da parte del gestore deve essere considerato alla stregua di una sospensiva ai sensi del citato art. 10, comma 4 del TICA. Tanto più che, nel caso di specie, il reclamante non ha riscontrato la suddetta nota del Genio civile, né ha provveduto a impugnarla.

Conseguentemente, non è imputabile al gestore alcun ritardo nella realizzazione della connessione dell'impianto fotovoltaico e, di conseguenza, non sussistono i presupposti affinché il gestore sia tenuto a corrispondere al reclamante l'indennizzo automatico previsto dall'art. 14, comma 2 del TICA.

Con delibera 5 agosto 2025, n. 379/2025/E/eel, l'Autorità ha ribadito che, nel caso in cui le opere relative all'impianto di rete per la connessione – e agli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti – siano realizzate in parte dal richiedente e in parte dal gestore di rete, il tempo di realizzazione della connessione è pari al tempo necessario per il completamento dei soli lavori che deve realizzare il gestore di rete e decorre – nel caso in cui i lavori del gestore di rete possano essere effettuati solo a seguito del completamento dei lavori che deve realizzare in proprio il richiedente (lavori conseguenti il collaudo) – dalla data di completamento del collaudo, con esito positivo, delle opere di rete realizzate in proprio dal richiedente, non dalla comunicazione di fine opere strettamente necessarie alla connessione.

Ciò in quanto, in base all'art. 8, comma 8.2 del TICA, secondo cui nei lavori per la realizzazione dell'impianto di rete possono rientrare anche interventi sulla rete esistente.

A sua volta, in base all'art. 16, comma 16.1 del TICA il gestore di rete, previa istanza presentata dal richiedente all'atto di accettazione del preventivo può consentire al richiedente di realizzare in proprio gli impianti di rete per la connessione anche nelle parti che implichino l'effettuazione di interventi sulla rete elettrica esistente, fatte salve le esigenze di sicurezza e la salvaguardia della continuità del servizio elettrico.

Quindi, qualora il richiedente opti per la realizzazione delle opere di rete relative alla connessione – e il gestore di rete abbia nel preventivo riservato a sé l'esecuzione degli interventi sulla rete elettrica esistente indicati nel medesimo preventivo – la realizzazione della STMG viene a essere effettuata in parte dal richiedente e in parte dal gestore di rete, cioè da due soggetti distinti.

Ciò posto, nel caso in cui le opere relative all'impianto di rete per la connessione – e agli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti – sono realizzate in parte dal richiedente e in parte dal gestore di rete, il tempo di realizzazione della connessione è pari al tempo necessario per il completamento dei soli lavori che deve realizzare il gestore di rete e decorre – nel caso in cui i lavori del gestore di rete possano essere effettuati solo a seguito del completamento dei lavori che deve realizzare in proprio il richiedente (lavori conseguenti il collaudo) – dalla data di completamento del collaudo, con esito positivo, delle opere di rete realizzate in proprio dal richiedente.

Il caso di specie rientra nella casistica sopra descritta, in quanto l'intervento sulla rete elettrica esistente in carico al gestore di rete – consistente nella realizzazione del nuovo interruttore MT nella CP AT/MT e nella connessione dell'impianto di rete realizzato dal reclamante allo stallo dedicato nella medesima CP – è dipendente dal completamento delle opere di rete per la connessione a carico del reclamante e dalle relative attività di collaudo.

Conseguentemente, non è imputabile al gestore alcun ritardo nella realizzazione della connessione dell'impianto fotovoltaico e, di conseguenza, non sussistono i presupposti affinché il gestore sia tenuto a corrispondere al reclamante l'indennizzo automatico previsto dall'art. 14, comma 2 del TICA.

Con delibera 16 settembre 2025, n. 415/2025/E/eel, l'Autorità ha ricordato che per ogni singola richiesta di connessione, in base al comma 7.8-*ter* del TICA, il richiedente può complessivamente presentare – anche nell'ambito di una sola istanza – non più di due richieste di modifica del preventivo per la connessione ai sensi dei commi 7.5 e 7.8 del TICA, indipendentemente dal tipo di modifica richiesta, al netto delle casistiche per le quali non trova applicazione il limite delle due richieste di modifica del preventivo per la connessione previste dal medesimo comma 7.8-ter del TICA.

L'Autorità ha, inoltre, precisato quanto previsto dal comma 40.7 del TICA nei casi in cui il richiedente intenda ridurre la potenza in immissione richiesta:

a. qualora la riduzione della potenza in immissione richiesta sia al più pari al minimo tra il 10% della potenza precedentemente richiesta in immissione e 100 kW, tale riduzione non si configura come una modifica del preventivo;
b. in tutti gli altri casi, il richiedente è tenuto a richiedere una modifica del preventivo secondo quanto previsto dai commi 7.5, 7.8, 19.5 e 19.8 del TICA stesso.

Nel caso di specie è stata richiesta la modifica del punto esistente della rete per la determinazione della nuova STMG (ex comma 7.5 del TICA), 2 modifiche di riduzione della potenza in immissione per valori non rispettanti le condizioni previste dal comma 40.7, lettera a), del TICA e, da ultimo, la modifica delle particelle catastali interessate dal progetto di realizzazione dell'impianto fotovoltaico (ex comma 7.8 del TICA).

Pertanto, correttamente il gestore ha espresso il diniego ad accogliere la richiesta di modifica delle particelle catastali interessate dal progetto di realizzazione dell'impianto fotovoltaico, a causa del superamento del limite massimo di modifiche del preventivo per la connessione previsto per la medesima pratica di connessione dal comma 7.8ter del TICA.

Con delibera 23 settembre 2025, n. 416/2025/E/eel, l'Autorità ha chiarito che la comunicazione di accettazione del preventivo per la connessione deve essere corredata dalla documentazione attestante il pagamento (anche) di quanto previsto all'atto di accettazione del preventivo per l'eventuale istanza di curare tutti gli adempimenti connessi con le procedure autorizzative, tra cui, la predisposizione della documentazione necessaria per l'avvio dell'iter autorizzativo.

Ciò dipende dal fatto che l'art. 3, comma 2 del TICA stabilisce che le MCC devono prevedere (tra l'altro) le modalità per la determinazione del corrispettivo a copertura dei costi sostenuti per la gestione dell'iter autorizzativo e dell'eventuale corrispettivo a copertura dei costi di predisposizione della documentazione da presentare nell'ambito dell'iter autorizzativo.

A sua volta l'art. 7, comma 6, lett. a) del TICA dispone che – qualora il richiedente intenda accettare il preventivo – entro il termine di validità dello stesso debba inviare al gestore di rete una comunicazione di accettazione del

preventivo, corredata dalla documentazione attestante il pagamento di quanto previsto all'atto di accettazione del preventivo dal comma 7.3, lettera d) del TICA stesso e dell'eventuale istanza di cui ai commi 9.8 e 16.1 del TICA stesso.

Inoltre, la Guida per le Connessioni alla rete elettrica di e-distribuzione (cfr. Sezione B.8.4.1) prevede che:

- l'accettazione del preventivo deve essere formalizzata mediante l'invio, entro i termini di validità dello stesso, del modulo di accettazione appositamente sottoscritto e completo di attestazione dell'avvenuto pagamento degli importi richiesti. Trascorso tale termine senza accettazione completa da parte del richiedente, la richiesta si intenderà decaduta;
- per la predisposizione della documentazione necessaria per l'avvio dell'iter autorizzativo, il richiedente può avvalersi del gestore, versando, all'accettazione del preventivo il relativo corrispettivo.

L'Autorità ha chiarito, altresì, che un sollecito inviato in relazione al pagamento del corrispettivo in questione, non vale a rimettere in termine il richiedente, bensì unicamente a dare un'ulteriore possibilità di dimostrare l'avvenuto pagamento entro la scadenza del termine di validità del preventivo, in coerenza con altre previsioni del TICA che prescrivono al gestore di rete di sollecitare/ricordare al richiedente – che non abbia comunicato nel termine previsto di aver effettuato un determinato adempimento – di darne comunicazione, fermo restando però che l'adempimento deve essere avvenuto tempestivamente entro il termine previsto (cfr. l'art. 9, comma 3 del TICA).

Con delibera 23 dicembre 2025, n. 562/2025/E/eel, l'Autorità ha sottolineato che nel modulo di accettazione del preventivo di connessione, nelle "Condizioni Generali di Contratto per il servizio di connessione alla rete elettrica in Media Tensione (Opere a cura di e-distribuzione)", allegate al preventivo di connessione (art. 3, comma 1, lett. g) e nella "Guida per le connessioni alla rete elettrica di e-distribuzione" (Sezione K, punto K.2.3) viene riportato chiaramente che, qualora opti per seguire l'iter autorizzativo relativo all'impianto di rete per la connessione e quello per gli eventuali interventi sulla rete elettrica esistente, il produttore debba ottenere a favore del gestore o volturare a favore del medesimo gestore, con oneri a proprio carico, tutte le autorizzazioni, licenze o permessi inerenti gli impianti di cui sopra rilasciati dalle competenti amministrazioni e anche le relative servitù di elettrodotto, consegnando al gestore la relativa documentazione, anche tecnica.

Su queste basi, la dichiarazione di fine lavori relativa alla realizzazione dell'impianto di rete per la connessione, trasmessa dal reclamante, non può essere considerata completa se è priva del richiesto atto autorizzativo all'esercizio delle opere di rete per la connessione – realizzate dal produttore – a nome del gestore.

Inoltre, sulla base del combinato disposto degli artt. 8, comma 2 e 16, comma 1 del TICA, nel caso di specie, il gestore ha la facoltà di consentire al reclamante di realizzare in proprio le opere di rete relative alla connessione, come da richiesta avanzata dal reclamante all'atto dell'accettazione del preventivo, riservando legittimamente a sé l'esecuzione di alcuni interventi sulla rete elettrica. Ciò dà luogo a una modalità "mista" di realizzazione delle opere di rete, ossia con due soggetti distinti (produttore e gestore) ciascuno per la parte di propria competenza.

A questo proposito, va ricordato che – come chiarito da tempo anche in apposita FAQ pubblicata sul sito internet dell'Autorità (cfr. https://www.arera.it/operatore-elettricita/faq-tica-testo-integrato-delle-connessioni-attive-2011-delibera-arg/elt-99/08) – nel caso in cui le opere relative all'impianto di rete per la connessione e

agli eventuali interventi sulle reti elettriche esistenti siano realizzate in parte dal richiedente e in parte dal gestore di rete, il tempo di realizzazione della connessione è pari al tempo necessario per il completamento dei soli lavori che deve realizzare il gestore di rete e decorre – nel caso in cui i lavori del gestore di rete possano essere effettuati solo a seguito del completamento dei lavori che deve realizzare in proprio il richiedente (lavori conseguenti il collaudo) – dalla data di completamento del collaudo, con esito positivo, delle opere di rete realizzate in proprio dal richiedente.

Ciò significa, nel caso di specie, che le opere a cura esclusiva del gestore di rete – da realizzarsi su impianti esistenti per esigenze di sicurezza e continuità del servizio elettrico e consistenti nella posa dei giunti per la messa in servizio della cabina di consegna e nell'installazione delle apparecchiature per il telecontrollo – risultavano subordinate al completamento delle opere di rete per la connessione a carico del reclamante, oltre che all'esito positivo delle attività di collaudo delle opere di rete da quest'ultimo realizzate.

Infatti, l'art. 16, comma 16.4 del TICA prevede che *"Al termine della realizzazione in proprio, il richiedente invia al gestore di rete la comunicazione del termine dei lavori, unitamente a tutta la documentazione necessaria per il collaudo, l'esercizio e la gestione dei relativi tratti di rete"*.

Pertanto, il gestore di rete poteva comunicare al richiedente la connessione l'esito positivo del collaudo dell'impianto di rete da questi realizzato, solo previa comunicazione del termine dei lavori delle opere di rete e previa trasmissione di tutta la documentazione necessaria, ivi inclusa l'autorizzazione all'esercizio volturata in capo al gestore.

Conseguentemente, non è imputabile al gestore alcun ritardo nella realizzazione della connessione dell'impianto fotovoltaico e, di conseguenza, non sussistono i presupposti affinché il gestore sia tenuto a corrispondere al reclamante l'indennizzo automatico previsto dall'art. 14, comma 2 del TICA.

Con delibera 8 aprile 2025, n. 153/2025/E/eel, l'Autorità, in primo luogo, non ha ritenuto idonee le richieste di integrazione – inviate dal gestore successivamente al ricevimento delle comunicazioni di fine opere necessarie per avere la certificazione dei valori dell'impianto di terra – a impedire il decorso del tempo a disposizione del gestore per l'esecuzione dei lavori di connessione, tenendo conto che già il gestore stesso aveva espressamente dichiarato che detta certificazione poteva essere trasmessa *"...anche successivamente alla trasmissione della comunicazione di fine opere..."*: se un documento può essere prodotto successivamente al completamento delle opere strettamente necessarie, è conseguente concludere che lo stesso non rientra tra ciò che è strettamente necessario.

L'Autorità ha, poi, ritenuto corretta la sospensione dei lavori disposta dal gestore per l'avvenuto posizionamento della cabina di consegna sul confine del terreno di ubicazione e non a due metri dal confine stesso, risultando detto posizionamento in primo luogo già con la Specifica Tecnica allegata al preventivo accettato dal reclamante e non ritenendo detto posizionamento sul confine autorizzato negli iter autorizzativi espletati.

Tuttavia, l'Autorità ha chiarito che – ricevuta la comunicazione di fine opere necessarie – il gestore avrebbe dovuto – ai sensi dell'art. 14, comma 14.4 del TICA – tempestivamente verificare *in loco* la corrispondenza alla Specifica Tecnica della cabina di consegna e comunicare al reclamante l'erronea collocazione, riconoscendo a tale scopo nel caso specifico un tempo di 5 giorni lavorativi.

Poiché, invece, la sospensione è stata comunicata il 2 ottobre 2023 rispetto alla prima comunicazione di fine opere strettamente necessarie alla connessione ricevuta il 10 maggio 2023 (quindi a oltre 4 mesi di distanza), superato detto ragionevole termine (per il caso specifico) per comunicare tempestivamente la causa di sospensione in questione (cabina posizionata sul confine), il tempo a disposizione per l'avvio dei lavori ha iniziato a decorrere, non avendo il gestore evidenziato, a propria discolpa, circostanze imprevedibili e non superabili con la dovuta diligenza.

Infine, l'Autorità ha ribadito che le istanze di natura risarcitoria non rientrano nella potestà cognitiva propria della funzione giustiziale (e, più in generale, nelle funzioni istituzionali dell'Autorità), in base alla legislazione primaria vigente.

Distribuzione

Con delibera 10 giugno 2025, n. 241/2025/E/eel, l'Autorità ha affermato che se l'esito di una verifica della tensione indica una percentuale non nulla di valori fuori limite +/-10%, risulta accertata la violazione dei limiti di tensione definiti dal Titolo 6 del Testo integrato della qualità della distribuzione elettrica (TIQD); infatti, il Testo integrato della qualità commerciale della vendita e della distribuzione di energia elettrica e gas (TIQC) ha chiarito, rispetto alle previgenti disposizioni, che i limiti dei valori della tensione necessari ai fini dell'esito conforme della verifica della tensione di fornitura devono fare riferimento a quanto indicato al Titolo 6 del TIQD e, in particolare, all'art. 50, comma 3 che prevede espressamente che *"Per le variazioni della tensione di alimentazione nelle reti di distribuzione in bassa tensione esercite alla tensione nominale di 230 V* (...) *si applicano i seguenti limiti di variazione della tensione: tensione massima 253 V e tensione minima 207 V"*, senza ulteriori specificazioni o margini di tolleranza. Pertanto, nel caso di specie, il gestore di rete è tenuto a:

- restituire al *prosumer*, ai sensi dell'art. 9, comma 2 del TIQC, l'eventuale corrispettivo versato per l'effettuazione della verifica della tensione di fornitura il cui risultato non può essere considerato conforme, in quanto i valori della tensione di fornitura non risultano essere compresi nei limiti di variazione previsti dalla citata regolazione;
- disporre, ai sensi dell'art. 9, comma 4 del TIQC, il "ripristino del valore corretto della tensione di fornitura", rendendolo conforme ai limiti di variazione indicati dal medesimo art. 50, comma 3 del TIQD, con riferimento alla porzione di rete di distribuzione che alimenta l'utenza POD in questione.

L'Autorità ha chiarito che l'attuale regolazione di settore non prevede indennizzi automatici per violazione dei limiti di tensione.

Tuttavia, l'art. 10 e la Tabella 1 dei *"Livelli specifici di qualità commerciale"* del TIQC stabiliscono che il *"tempo massimo di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura"* è pari a 50 giorni lavorativi e deve essere calcolato *"tra la data di messa a disposizione al richiedente o al produttore del documento recante l'esito della verifica della tensione di fornitura e la data di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura"*. Pertanto, in caso di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità relativi al tempo di ripristino del valore corretto della tensione di fornitura, il gestore sarà tenuto a erogare l'indennizzo automatico di cui all'art. 26 del TIQC.

Non rientrano, invece, nella potestà cognitiva propria della funzione giustiziale dell'Autorità le istanze di natura risarcitoria (anche nel caso di eventuale accertamento della violazione della regolazione da parte del gestore) e/o

di natura compensativa, ferma restando la facoltà per l'interessato di far valere le stesse nella competente sede giurisdizionale, qualora abbia interesse.

Servizio di misura

Con delibera 18 giugno 2025, n. 253/2025/E/eel, l'Autorità ha chiarito che *"l'impianto di rete per la connessione"* è un impianto dell'impresa distributrice, come indicato al punto 3.38 della Norma CEI 0-21, e in tale impianto si trovano i sistemi di misura dell'energia elettrica immessa ed eventualmente prelevata, mentre la medesima norma indica che *"il sistema di misura dell'energia elettrica prodotta è installato all'interno della proprietà del produttore o al confine di tale proprietà"*, quindi tale sistema di misura è collocato nell'impianto del reclamante.

Sulla base di tali indicazioni, lo spostamento del misuratore di produzione non rientra né nella tipologia di "lavori semplici" – come sostenuto erroneamente dal reclamante – né nella tipologia di "lavori complessi", entrambe disciplinate dall'art. 2, comma 1, rispettivamente lettere y) e x) del TIQC, in quanto tali tipologie fanno sempre riferimento a impianti in BT del distributore, ossia riguardano la modifica o sostituzione a regola d'arte dell'impianto di proprietà del distributore (es. lo spostamento dei gruppi di misura per forniture intese come prelievi di energia dalla rete effettuate sulla presa). Il misuratore di produzione, invece, non è situato sulla presa, ossia non è inserito nell'impianto di proprietà del distributore e non è parte di un gruppo di misura per fornitura.

Conseguentemente, il reclamante non ha diritto all'erogazione di indennizzi automatici ai sensi del Titolo 4 del TIQC, in quanto all'art. 26 sono previsti indennizzi automatici in relazione ai soli casi di mancato rispetto dei livelli specifici di qualità commerciale del servizio di cui la prestazione in parola non fa parte, come motivato in precedenza.

Neanche il TICA disciplina la prestazione contestata e, pertanto, è esclusa anche in questo caso l'erogazione di indennizzi automatici a favore del reclamante.

La quantificazione del ritardo nello spostamento del misuratore di produzione e l'eventuale indennizzo automatico sono disciplinati unicamente da quanto previsto nel preventivo di spesa emesso dal gestore che, nel caso di specie, non ne prevede.

Settore del gas

Con riferimento al settore del gas, l'unica decisione adottata dall'Autorità nel 2025 ha riguardato la tematica che segue.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

Con delibera 1 luglio 2025, n. 284/2025/E/gas, l'Autorità ha, in primo luogo, ricordato che:

- In attuazione dell'art. 10, comma 10.2 del Testo integrato del bilanciamento (TIB) – il Codice di rete prevede che l'RdB determini l'esposizione potenziale del sistema nei confronti dell'utente (EPSuK) e l'esposizione massima del sistema nei confronti dell'utente (MEPSuK) e provvede giornalmente a verificare che, per ciascun Utente, sia rispettata la condizione: EPSuK < MEPSuK;
- il mancato rispetto di tale condizione comporta la perdita dei requisiti per l'accesso al sistema e il RdB deve fornire avviso all'Utente dell'avvenuta perdita dei requisiti nonché del termine a decorrere dal quale sarà efficace l'eventuale risoluzione del Contratto laddove l'Utente non provveda al ripristino dei requisiti medesimi entro il settimo giorno di calendario successivo alla data (compresa) della suddetta comunicazione di perdita dei requisiti (Termine di Ripristino);
- decorso il Termine di Ripristino, senza che l'Utente abbia provveduto al necessario ripristino dei requisiti in parola, il contratto si intenderà risolto con decorrenza dalla data di perdita dei requisiti, come precedentemente comunicata dal RdB;
- tanto nell'art. 10, comma 10 del TIB che nel paragrafo 1.4.5 del Capitolo 5 del Codice di Rete – è espressamente previsto sia che il ripristino della condizione per l'accesso al sistema debba avvenire entro il termine previsto (stabilito nel Codice di Rete in 7 giorni), sia la conseguente risoluzione del contratto di trasporto qualora ciò non avvenga entro detto termine: sempre le citate fonti prevedono che la risoluzione sia preceduta da apposita comunicazione del RdB che evidenzi il termine per adempiere e la conseguenza del mancato tempestivo adempimento.

Sulla base di quanto sopra, l'Autorità ha chiarito che qualora (come nel caso di specie):

- sia stata effettuata la comunicazione della perdita della condizione EPSuK < MEPSuK, del termine entro cui ripristinare detta condizione per l'accesso al sistema e della risoluzione del contratto di trasporto in caso di mancato tempestivo ripristino;
- sia avvenuto in ritardo, rispetto alla scadenza del termine allo scopo indicato, il ripristino della condizione per l'accesso;

risulta legittima l'avvenuta risoluzione del contratto di trasporto, a prescindere dalla asserita esiguità del ritardo.

Ciò in quanto, sia l'art. 10, comma 10 del TIB sia il Paragrafo 1.4.5 del Capitolo 5 stabiliscono che il ripristino della condizione per l'accesso al sistema debba avvenire entro un termine preciso (*id est* 7 giorni) – e indicano espressamente l'effetto sfavorevole al verificarsi del superamento di detto termine – al fine proprio di indurre gli

operatori al tempestivo ripristino dei requisiti di accesso al sistema, quale garanzia del corretto funzionamento del servizio di bilanciamento e della conseguente integrità del sistema.

Gli operatori professionali sono tenuti a conoscere e osservare la regolazione pertinente al settore di attività e, quindi, nel caso di specie la disciplina stabilita dal citato art. 10, comma 10 del TIB e dal citato Paragrafo 1.4.5 del Capitolo 5 del Codice di rete. Ciò soprattutto quando (come nel caso di specie) è stata anche ricevuta informazione dal RdB delle conseguenze derivanti dal mancato ripristino della condizione di accesso entro il termine previsto dal Codice di rete.

Contenzioso

L'analisi degli esiti del contenzioso dell'anno 2025 (gennaio – dicembre) consente di valutare gli effetti del sindacato giurisdizionale sugli atti di regolazione dell'Autorità nei settori di propria competenza, sia con riguardo a profili sostanziali, sia con riguardo a quelli procedurali.

Per i dati relativi ai procedimenti giurisdizionali incardinati presso il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (TAR Lombardia), sede Milano e presso il Consiglio di Stato, nel periodo compreso tra il 1997 e il 2025, si rinvia alle Tavole 1 e 2, mentre per il dato relativo alla stabilità dell'azione amministrativa si rinvia alla Tavola 3, dalla quale si può evincere, in termini statistici, l'indicazione sulla resistenza dei provvedimenti dell'Autorità al vaglio del sindacato giurisdizionale.

TAV. 11.14 *Esiti del contenzioso dal 1997 al 2025*

	RIGETTO	ACCOGLIMENTO	ACCOGLIMENTO PARZIALE
Decisioni del TAR			
su istanza di sospensiva	549	336	57
- di merito	1761	520	380
Decisioni del Consiglio di Stato			
su appelli dell'Autorità	306	222	62
su appelli della controparte	381	73	111

TAV. 11.15 *Riepilogo del contenzioso per anno dal 1997 al 2025*

		SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
Anno	N. ricorsi[(A)]	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti
1997	13	0	2	7	0	1	6	3	0	1	0	0	5
1998	25	0	4	11	3	4	9	0	0	1	2	0	1
1999	66	0	0	24	0	4	25	0	0	0	0	0	10

		SOSPENSIVA			MERITO			APPELLO AUTORITÀ			APPELLO CONTROPARTE		
Anno	N. ricorsi[A]	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti	Accolti	Accolti in parte	Respinti
2000	51	2	0	23	16	0	18	10	3	1	1	0	8
2001	81	2	0	16	30	3	32	5	1	17	4	5	5
2002	87	13	5	6	31	10	37	2	0	9	3	2	3
2003	49	5	1	24	2	6	38	2	0	1	0	0	2
2004	144	11	2	45	27	58	48	15	6	40	4	1	9
2005	172	3	31	24	45	7	93	5	2	12	3	0	9
2006	255	48	0	88	5	4	10	20	0	3	0	0	2
2007	140	2	0	18	2	17	28	20	0	36	0	0	0
2008	131	2	0	5	11	17	74	21	0	7	2	0	17
2009	116	1	6	3	18	58	128	2	18	12	2	18	10
2010	204	3	0	3	13	17	48	10	1	6	0	4	13
2011	127	85	4	11	10	16	56	12	1	8	3	2	23
2012	176	10	0	53	23	18	81	13	4	24	5	4	24
2013	206	7	0	9	21	5	45	5	0	1	1	2	8
2014	169	5	0	15	14	18	70	5	1	2	0	0	15
2015	125	14	0	27	3	5	75	2	0	4	1	3	7
2016	199	2	1	14	18	9	101	5	0	19	3	0	9
2017	180	36	0	15	9	6	91	16	0	4	1	0	9
2018	83	42	0	23	19	1	89	11	1	8	5	2	23
2019	62	2	0	5	13	8	141	6	0	7	5	1	28
2020	144	4	0	14	3	9	68	8	3	5	0	38	24
2021	74	13	0	9	20	23	36	2	6	10	3	20	17
2022	1081	13	1	13	32	13	50	3	7	21	9	1	23
2023	322	9	0	14	20	9	64	3	6	15	5	4	42
2024	118	0	0	12	25	30	78	1	2	3	3	3	13
2025	250	2	0	18	87	4	122	15	0	29	8	1	22
TOTALE	4850	336	57	549	520	380	1761	222	62	306	73	111	381

A) il numero dei ricorsi viene ricostruito facendo riferimento ai ricorsi incardinati nell'anno di riferimento, anche se eventualmente riferentesi a provvedimenti adottati l'anno precedente.

TAV. 11.16 *Effetti del contenzioso sull'azione amministrativa dal 1997 al 2025*

ANNO	N. ATTI EMESSI	N. DELIBERE IMPUGNATE (***)	% DELIBERE IMPUGNATE SUL TOTALE DELLE EMESSE	N. DELIBERE ANNULLATE (**)	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE IMPUGNATE	% DELLE DELIBERE ANNULLATE SUL TOTALE ATTI EMESSI	N. RICORSI(*)
1997	152	6	3,9	1	16,7	0,7	13
1998	168	11	6,5	2	18,2	1,2	25
1999	209	15	7,2	2	13,3	1,0	66
2000	250	16	6,4	5	31,3	2,0	51
2001	334	21	6,3	4	19,0	1,2	81
2002	234	27	11,5	14	51,9	6,0	87
2003	169	17	10,1	3	17,6	1,8	49
2004	254	34	13,4	9	26,5	3,5	144
2005	301	36	12,0	11	30,6	3,7	172
2006	332	40	12,0	14	35,0	4,2	255
2007	353	32	9,1	4	12,5	1,1	140
2008	482	56	11,6	12	21,4	2,5	131
2009	587	44	7,5	9	20,5	1,5	116
2010	656	53	8,1	14	26,4	2,1	204
2011	505	28	5,5	9	32,1	1,8	127
2012	589	64	10,9	10	15,6	1,7	176
2013	646	82	12,7	17	20,7	2,6	206
2014	677	82	12,1	5	6,1	0,7	169
2015	668	88	13,2	25	28,4	3,7	125
2016	823	92	11,2	17	18,5	2,1	199
2017	928	189	20,4	86	45,5	9,3	180
2018	715	110	15,4	43	39,1	6,0	83
2019	580	42	7,2	12	28,6	2,1	62
2020	609	49	8,0	10	20,4	1,6	144
2021	639	66	10,3	28	42,4	4,4	74
2022	745	102	13,7	7	6,9	0,9	1081
2023	640	60	9,4	7	11,7	1,1	322
2024	601	48	8,0	0	0,0	0,0	118
2025	591	37	6,3	0	0,0	0,0	250
TOTALE	14.437	1.547	10,7	380	24,6	2,6	4.850

Dati disponibili al 31 dicembre 2025
(*) si intende il numero totale dei ricorsi pervenuti, inclusi anche quelli plurimi.
(**) si intendono le delibere annullate in tutto o in parte in via definitiva.
(***) si intende il numero di atti complessivamente emessi in quell'anno.

Su un totale di 14.437 atti complessivamente approvati (delibere, segnalazioni, memorie ecc.) dall'Autorità sin dal suo avvio (aprile 1997 – 31 dicembre 2025), sono state impugnate 1.547 delibere, pari al 10,7% e ne sono state annullate in via definitiva (con sentenza passata in giudicato), in tutto o in parte, 380, pari al 24,6% del totale delle

delibere impugnate e al 2,6% di tutti gli atti complessivamente adottati. In termini statistici, l'indice di resistenza delle delibere dell'Autorità al controllo giurisdizionale si attesta attorno al 97,4%.

Nell'anno 2025, si è registrato un lieve incremento del contenzioso in termini di numero di ricorsi rispetto all'anno precedente, in linea con la media storica: 250 nel 2025, 118 nel 2024, 322 nel 2023.

Nel corso dell'anno 2025, il giudice amministrativo, cui sono devolute, in sede di giurisdizione esclusiva, le materie di competenza istituzionale dell'Autorità, si è pronunciato su alcune questioni di rilevante interesse per la regolazione tariffaria e dei mercati. Nei prossimi paragrafi, si procederà a una sintesi, per settori di materia, delle decisioni di maggiore interesse del TAR Lombardia, sede Milano, e del Consiglio di Stato.

Regolazione tariffaria e delle infrastrutture

In materia di regolazione del servizio di misura gas (delibera n. 269/2022/R/gas) e delle modifiche normative volte ad aumentare la disponibilità di dati effettivi di consumo in tempi precisi e rilevanti, sia a favore del cliente finale sia a beneficio del sistema, il Consiglio di Stato, Sez. II, con la sentenza n. 3104/2025, ha precisato che: *"Sebbene la mancata lettura, dipendendo da problemi di collegamento, non sia imputabile all'impresa di distribuzione, quest'ultima è comunque in grado di intervenire sui misuratori, riducendo la frazione dei non comunicanti e, di conseguenza, anche il tasso fisiologico di insuccesso. La gestione efficiente del servizio di misurazione rappresenta, come già osservato, uno specifico obbligo del concessionario e comprende, logicamente e necessariamente, anche l'obbligo di manutenzione degli apparecchi di misurazione e di sostituzione di quelli più obsoleti"*. Tra l'altro, *"L'attività di sostituzione è, peraltro, incentivata dall'Autorità attraverso le misure agevolative riconosciute con delibera n. 737/2022/R/gas adottata in esito al procedimento avviato con delibera n. 406/2022/R/gas"*. In merito alla riduzione della "finestra di lettura" da 25 a 4 giorni, il Consiglio di Stato ha affermato che *"La riduzione della finestra di lettura da 25 a 4 giorni, funzionale all'incremento della fatturazione su dati effettivi, non appare manifestamente irragionevole in quanto coerente con l'evoluzione normativa sopra richiamata e con la progressiva estensione ed evoluzione della tecnologia "smart metering", improntata all'operatività da remoto"*, confermando la ragionevolezza della scelta dell'Autorità.

Le sentenze del Consiglio di Stato, Sez. II, nn. 5808 e 5609 del 2025 si sono occupate del contributo tariffario a copertura dei costi sostenuti dai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica e del principio del *full cost recovery*, precisando che non può condividersi la lettura dell'art. 13 del reg. (CE) n. 715/2009 del 13 luglio 2009, relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale, che è fatta propria dalle società appellanti nel senso di sostenere che consacrerebbe il principio del *full cost recovery*; difatti la Corte di giustizia, sulla base di un'esegesi, oltre che letterale, sistematica e finalistica di quelle disposizioni, ha escluso che *"in sede di fissazione dei corrispettivi di accesso alle reti da parte dell'autorità nazionale di regolamentazione, occorra necessariamente prendere in considerazione tutti i costi effettivamente sostenuti dai gestori (Corte Giust. UE, nona sezione, 16 luglio 2020, causa C771/18, Commissione europea c. Ungheria)"*.

In merito all'ambito di applicazione del regime tariffario speciale di RFI, di cui all'art. 29 del decreto legge n. 91/2014, convertito in legge n. 116/2014, come modificato dall'art. 19, comma 7, della legge n. 167/2017, limitato,

a partire dal 1° gennaio 2015, ai soli consumi di energia elettrica impiegati per i servizi ferroviari (uso trazione), con esclusione dei consumi sulle reti dedicate all'alta velocità, con sentenza n. 217/2025, il Consiglio di Stato, Sez. II, ha così precisato: *"In sostanza, il beneficio è accordato – sulla base di scelta legislativa in sé coerente con la cornice ordinamentale della materia a prescindere da valutazioni di carattere assiologico – soltanto all'attività ferroviaria in senso stretto e non aperta al mercato, restandone estromessi tanto l'attività di trazione per servizi ferroviari aperti al mercato, quanto le attività diverse dal trasporto ferroviario. Anche il richiamo dell'appellante alla delibera ARERA n. 674/2014/R/eel non contrasta con la ratio su descritta e anzi l'avvalora".*

Servizio idrico integrato

In tema di regolazione tariffaria del servizio idrico, l'Adunanza plenaria del Consiglio di Stato, in seguito a consulenza tecnica d'ufficio (CTU), con la sentenza n. 16/2025, ha risolto il contrasto giurisprudenziale maturato in relazione all'obbligo di riconoscere sulla componente di conguaglio, prevista dal metodo tariffario idrico, un onere finanziario in luogo dell'inflazione, enunciando i seguenti principi di diritto:

1. *«Il principio normativo del recupero integrale dei costi impone che il metodo tariffario:*
   a. *garantisca la correlazione tra costi efficienti e ricavi finalizzata al raggiungimento dell'equilibrio economico e finanziario della gestione;*
   b. *escluda, tendenzialmente, il recupero dei costi derivanti da scelte non efficienti, in particolare quelli finanziari;*
   c. *tenga conto dei costi ambientali e della risorsa, nonché delle ripercussioni sociali derivanti dal recupero».*
2. *«L'equilibrio economico e finanziario della gestione, intendendosi per tale la contemporanea presenza delle condizioni di convenienza economica e sostenibilità finanziaria, implica una valutazione ampia e sostenibile della remunerazione garantita all'operatore e non il riconoscimento tariffario di ogni singolo costo sostenuto. Una volta assicurato il suddetto equilibrio, la regolazione tariffaria non comporta la sterilizzazione di qualsivoglia rischio in capo al gestore, ovvero non garantisce sempre e comunque il recupero degli investimenti effettuati o dei costi sostenuti per la gestione dei servizi oggetto della concessione».*

Il Collegio ha statuito che *"la scelta regolatoria di considerare, nel riconoscimento dei conguagli, solo l'inflazione e non anche gli oneri finanziari (o i costi opportunità) non si pone in contrasto con le disposizioni che regolano la materia tariffaria, né risulta irragionevole o sproporzionata".*

Più nel dettaglio, quando l'entità delle variazioni del conguaglio può dipendere da variabili "endogene", la scelta di non considerare gli oneri finanziari nella determinazione dei conguagli è coerente con la normativa di riferimento, che impone al regolatore di incentivare i comportamenti virtuosi degli operatori economici (è il caso dei volumi e dei costi dell'energia); in questi casi *"il riconoscimento di un onere finanziario si risolverebbe in un incentivo a posticipare investimenti infrastrutturali e modelli organizzativi efficienti, trasferendone i costi agli utenti in tempi successivi".*

Rifiuti

In materia di regolazione tariffaria del servizio integrato di gestione dei rifiuti ovvero dei singoli servizi che lo compongono, con sentenza n. 2421/2025, il Consiglio di Stato, Sez. II, ha chiarito alcuni principi in tema di limite

di prezzo e *full cost recovery*: *"l'inserimento di limiti di prezzo mira a coniugare quindi, da un lato, la copertura dei costi e, in generale, l'utilità della gestione e, dall'altro, l'efficientamento della gestione stessa e la tutela degli utenti del servizio, considerando che anche il principio del full cost recovery non può essere inteso in maniera meccanicistica non imponendosi sempre e comunque il recupero dei costi a prescindere da un periodo di riferimento più o meno lungo e nel corso del quale possono tollerarsi diseconomie più o meno significative (Cons. Stato, Sez. II, 9 dicembre 2022, n. 10805)",* rilevando altresì come gli obiettivi previsti dalla l. n. 481 del 1995 *"devono essere perseguiti con la definizione di un sistema tariffario che promuova la tutela degli interessi degli utenti e consumatori, la quale richiede di necessità l'adozione di misure di contenimento degli oneri (Cons. Stato, Sez. VI, 23 marzo 2022, n. 2111)"*.

In tema di procedimento di approvazione tariffaria, il Consiglio di Stato, Sez. II, ha chiarito i differenti ruoli dell'Autorità e dell'Ente dell'ambito nel procedimento di verifica della coerenza regolatoria del Piano economico-finanziario (PEF). Con le sentenze nn. 10314, 10315, 10316, 10317, 10318, 10319, 10320, 10321, 10322 e 10323 del 2025, così è stato precisato: *"Dal quadro normativo sopra sinteticamente richiamato emerge che la procedura di verifica della coerenza regolatoria di competenza dell'autorità si conclude con l'atto di approvazione del PEF aggiornato e validato dall'ETC. 4,3. Come chiarito da questo Consiglio di Stato, la verifica di coerenza regolatoria spettante all'Autorità non si risolve in un mero atto di controllo del PEF – o del suo aggiornamento – così come validato dall'ETC, né in una passiva ricezione dei costi esposti, ma comporta un intervento attivo su di essi per promuovere una maggiore efficienza del sistema. In altri termini, l'approvazione del PEF da parte dell'ARERA non è affatto solo formale, in quanto essa "verifica la coerenza regolatoria degli atti, dei dati e della documentazione trasmessa nella sua interezza, e quindi controlla anche che sia corretta la verifica dell'equilibrio della gestione fatta in precedenza dall'ente di governo di ambito" (Cons. Stato sez. IV, 6 dicembre 2024 n. 9788"*.

In materia di regolazione tariffaria degli impianti "minimi", con le sentenze nn. 1851 e 1919 del 2025, il TAR Lombardia, Sez. I, ha dichiarato il difetto di legittimazione a ricorrere di due Comuni. Sul punto rileva la circostanza per cui *"l'art. 9, comma 1, della legge regionale pugliese 20 agosto 2012, n. 24, come successivamente modificata dalla legge regionale 4 agosto 2016, n. 20 stabilisce che "Per l'esercizio associato delle funzioni pubbliche relative al servizio di gestione dei rifiuti urbani, previste dal decreto legislativo n. 152/2006 e già esercitate dalle Autorità d'ambito territoriali ottimali quali forme di cooperazione degli Enti locali, è istituita quale organo unico di governo una agenzia denominata "Agenzia territoriale della Regione Puglia per il servizio di gestione dei rifiuti (Agenzia)" cui partecipano obbligatoriamente la Regione e tutti i Comuni e la Città metropolitana"*; la previsione di un esercizio congiunto delle funzioni comunali e regionali attraverso un soggetto autonomo esclude che il singolo Comune abbia una posizione differenziata e qualificata a contestare le decisioni tariffarie di ARERA in materia di impianti minimi.

Il Collegio ha aggiunto che non *"risulta che il Comune abbia agito quale ente esponenziale di interessi della collettività locale, ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo n. 267/2000, in quanto non vi è prova che la mancata estensione della disciplina ARERA agli anni precedenti il 2024 comporti un possibile incremento dei costi di complessiva gestione dei rifiuti urbani e maggiore spesa per i cittadini, che l'ARERA ha inteso evitare con la regolamentazione delle tariffe "al cancello" degli impianti di trattamento di rifiuti minimi. Né d'altro canto vi è prova dell'esistenza di impianti minimi a servizio della comunità locale di San Vito dei Normanni"*.

Contenzioso post sanzioni

In tema di criteri di quantificazione della sanzione, con le sentenze n. 2251/2025, n. 2314/2025, n. 2313/2025, n. 2591/2025, n. 2852/2025 e n. 2853/2025, il Consiglio di Stato, Sez. II, ha avuto modo di precisare i limiti e il contenuto dell'obbligo di motivazione con riguardo ai criteri di quantificazione della sanzione, specificando che: *"La giurisprudenza della Sezione, cui il Collegio intende dare continuità, ha, infatti già affermato che gli indici elencati nell'art. 26 del regolamento (sotto la rubrica "Gravità della violazione") non costituiscono autonomi criteri di quantificazione della sanzione, ma elementi di giudizio, o se si preferisce sotto-criteri, dai quali desumere la gravità della violazione, che costituisce il parametro per la determinazione dell'importo base della sanzione. Ciò si traduce nella necessità che l'Autorità, nel suo provvedimento sanzionatorio, specifichi i sotto-criteri sulla cui scorta ha ritenuto più o meno grave la violazione, rendendo possibile il controllo ex post della congruità e della coerenza del suo giudizio (Cons. Stato, sez. II 31 maggio 2024, n. 4909)."*

La motivazione non deve tradursi nell'esposizione matematica del calcolo della sanzione: *"Nel caso di specie tale controllo è reso possibile dalla specifica motivazione fornita dall'ARERA. In ogni caso, la determinazione dell'importo della sanzione costituisce espressione di un potere discrezionale dell'Autorità, per cui non vi è necessità di un approccio puramente matematico e meccanicistico nella valutazione del peso da attribuire a ciascuna circostanza, poiché il valore finale della sanzione va determinato assumendo, quale principale parametro di riferimento, l'effettiva idoneità del quantum della sanzione e tenendo conto nel modo più adeguato possibile della specifica gravità della condotta contestata all'impresa (cfr. Cons. Stato, Sez. VI, 20 ottobre 2021, n. 7056; 18 maggio 2015 nn. 2513 e 2514)."*.

Reclami

Con riguardo alla decisione di un reclamo proposto da venditore nei confronti di un distributore per violazione del Codice di rete tipo per la distribuzione del gas naturale, secondo il Consiglio di Stato (Sez. II, sentenza n. 8125/2025) il fatto che, per evidenti ragioni operative e di semplificazione, i benefici transitino attraverso il distributore e i venditori, non implica che questi ultimi, sia pur temporaneamente, ne assumano la titolarità e che, quindi, tra di essi, rispetto a tali somme, si instauri un rapporto di natura privatistica di credito-debito. Il Collegio ha evidenziato che *"come condivisibilmente chiarito dall'ARERA nella parte motiva della gravata delibera n. 360/2023 (cfr. pag. 12 – punti 74-77), i benefici economici che il legislatore ha stanziato per i clienti finali mediante le erogazioni de quibus sono sottoposti a un vincolo di destinazione legale che ne identifica quali beneficiari non i distributori (i.e. Sidigas) o gli utenti della distribuzione (i.e. Miwa o altri UDD), bensì, in via esclusiva, i consumatori finali (rectius particolari categorie di utenti energetici in condizioni di disagio economico e/o di pericolo di vita)"*.

Il vincolo di destinazione delle somme anticipate dal venditore come *bonus* gas deriva dalle norme primarie sul *bonus* (ci si riferisce specialmente all'art. 3 del decreto legge n. 17 del 2022 e all'art. 1 del decreto legge n. 50 del 2022 che prevede l'erogazione anche al di fuori della bolletta) e da esso discende una inevitabile conseguenza: *"essendo il cliente finale l'esclusivo titolare del beneficio sociale, i distributori e i venditori altro non sono che meri "intermediari" nella gestione del processo di traslazione di tali somme dal debitore (i.e. Stato centrale) al creditore (i.e. cliente finale), per cui, tra distributori e UDD, non si configura alcun rapporto privatistico di credito-debito"*.

CAPITOLO **12**

12

Attuazione della regolazione, comunicazione, organizzazione e risorse

Intersettoriale

Attività propedeutica alla regolazione e provvedimenti adottati nel 2025

Attività di consultazione

L'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente svolge da sempre una intensa attività di consultazione pubblica, sia su provvedimenti regolatori di carattere generale nei settori di competenza, sia su provvedimenti di natura programmatica di rilevante importanza istituzionale, al fine di arricchire e rendere sempre più trasparente il percorso decisionale.

Nel corso del 2025, sono stati adottati 42 documenti per la consultazione (Tav. 12.1), ossia in numero coincidente con quello osservato nel 2024 e in linea con il *trend* storico se si estende l'orizzonte temporale di riferimento. La durata media delle consultazioni nel 2025 è stata di 32 giorni (rispetto ai 36, in media, del 2024).

In particolare, nel 2025, sono stati pubblicati 6 documenti per la consultazione per il settore del gas, 13 documenti per la consultazione per il settore dell'energia elettrica e 5 documenti per la consultazione relativi ad aspetti della regolazione trasversali ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Nei settori ambientali, sono stati pubblicati 4 documenti per la consultazione per il settore idrico integrato, 9 per il settore del ciclo dei rifiuti e 3 per il servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. A questi si aggiungono 2 documenti per la consultazione nell'area amministrazione. Con riferimento a questi ultimi, va segnalato il documento per la consultazione 152/2025/A, pubblicato nell'ambito del procedimento per la revisione e aggiornamento della disciplina per lo svolgimento dell'analisi di impatto della regolazione (AIR), avviato con delibera n. 151/2025/A, e chiuso con delibera n. 255/2025/A, nonché la consultazione aperta con il documento n. 547/2025/A per l'adozione del Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2026-2028.

Nel corso del 2025, l'Autorità, in ragione della rilevanza e complessità dei temi, ha svolto attività di analisi di impatto della regolazione (AIR), nell'ambito dei seguenti procedimenti:

- procedimento per la definizione della regolazione tariffaria, a regime, del servizio di teleriscaldamento, avviato con delibera n. 638/2023/R/tlr, cui è seguito un primo documento per la consultazione (214/2024/R/tlr), un secondo documento per la consultazione (353/2025/R/tlr), e un terzo documento per la consultazione (n. 487/2025/R/tlr). Con la delibera n. 580/2025/R/tlr ne è stato prorogato il termine di conclusione del procedimento;
- procedimento per l'aggiornamento e la revisione della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale – Testo integrato della qualità dei servizi di vendita (TIQV), avviato con delibera n. 548/2024/R/com, cui è seguito un documento per la consultazione (205/2025/R/com). Con delibera n. 399/2025/R/com, è stato approvato il nuovo TIQV e prorogato, per l'adozione di successivi provvedimenti, il termine di conclusione del procedimento;
- procedimento per la definizione di primi criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti del servizio di gestione dei rifiuti urbani, avviato con delibera n. 56/2025/R/rif, cui sono seguiti due documenti per la consultazione (179/2025/R/rif e 248/2025/R/rif), chiuso con delibera n. 396/2025/R/rif.

Inoltre, in linea con la tendenza degli ultimi anni, si è ampliato il numero di procedimenti sottoposti al doppio *round* di consultazione che, in virtù di tale duplice consultazione pubblica, assumono un *iter* di valutazione e adozione del provvedimento finale sostanzialmente assimilabile all'AIR. Per il 2025, ciò ha riguardato:

- il procedimento in materia di riforma del processo di cambio fornitore "in 24 ore" nel settore elettrico, in attuazione del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210, e per la revisione del servizio di pre-*check*: è stato pubblicato il secondo documento di consultazione (n. 117/2025/R/eel), che fa seguito al primo documento per la consultazione (n. 705/2022/R/eel);
- il procedimento per la definizione di uno schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio idrico integrato: è stato pubblicato il secondo documento di consultazione (n. 123/2025/R/idr), che fa seguito al primo documento per la consultazione (n. 245/2024/R/idr); il procedimento si è concluso con la delibera n. 347/2025/R/idr;
- il procedimento in materia di separazione contabile e amministrativa nel settore rifiuti: al primo documento di consultazione (146/2025/R/rif), ha fatto seguito il secondo documento per la consultazione (246/2025/R/rif); il procedimento si è concluso con l'adozione della delibera n. 373/2025/R/rif;
- il procedimento per l'aggiornamento della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani e per la semplificazione della regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani – Testo unico per la regolazione della qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani (TQRIF) avviato con delibera n. 23/2025/R/rif: al primo documento per la consultazione (n. 147/2025/R/rif), ha fatto seguito un secondo documento per la consultazione (n. 235/2025/R/rif); il procedimento si è concluso con la delibera n. 374/2025/R/rif;
- il procedimento in materia di metodo tariffario rifiuti per il terzo periodo regolatorio (c.d. MTR-3), avviato con la delibera n. 57/2025/R/rif: al primo documento per la consultazione (n. 180/2025/R/rif), ha fatto seguito un secondo documento per la consultazione (n. 249/2025/R/rif); il procedimento si è concluso con la delibera n. 397/2025/R/rif.

TAV. 12.1 *Documenti per la consultazione adottati nel 2025 (gennaio-dicembre)*

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
18/02/2025	50/2025/R/eel	Elettricità	Modifiche al Testo integrato del dispacciamento elettrico (TIDE) funzionali all'avvio della fase di consolidamento
04/03/2025	74/2025/R/gas	Gas	Orientamenti dell'Autorità in materia di determinazione della componente CRV^{ST} per il trimestre 1° luglio – 30 settembre 2023
25/03/2025	118/2025/R/com	Gas/Elettricità	Revisione del glossario per le forniture di energia elettrica e gas naturale per "La bolletta dei clienti finali dell'energia"
25/03/2025	117/2025/R/eel	Elettricità	Orientamenti finali in merito alla riforma del processo di cambio fornitore "in 24 ore" nel settore elettrico, in attuazione del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210 e revisione del servizio di pre-check
25/03/2025	123/2025/R/idr	Idrico	Orientamenti finali per la definizione di uno schema tipo di bando di gara per l'affidamento del servizio idrico integrato
27/03/2025	129/2025/R/eel	Elettricità	Ulteriori modifiche al TIDE per la fase di consolidamento e modalità di attuazione del decreto FER-X transitorio
01/04/2025	147/2025/R/rif	Rifiuti	Orientamenti per l'aggiornamento della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani

DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
01/04/2025	146/2025/R/rif	Rifiuti	Primi orientamenti per l'introduzione della separazione contabile e amministrativa nel settore dei rifiuti urbani
01/04/2025	152/2025/A	Amministrazione	Revisione e aggiornamento della disciplina per lo svolgimento dell'analisi di impatto della regolazione dell'Autorità
15/04/2025	168/2025/R/eel	Elettricità	Sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico. Orientamenti sul premio massimo
15/04/2025	173/2025/R/com	Gas/Elettricità	Orientamenti per l'estensione dell'applicazione del corrispettivo unitario a copertura dei costi di funzionamento per il Sistema informativo integrato (SII) ad altre tipologie di operatori accreditati al SII
15/04/2025	179/2025/R/rif	Rifiuti	Orientamenti iniziali per la definizione di primi criteri di articolazione tariffaria agli utenti del servizio di gestione dei rifiuti urbani
15/04/2025	180/2025/R/rif	Rifiuti	Metodo tariffario rifiuti per il terzo periodo regolatorio (MTR-3). Primi orientamenti
15/04/2025	174/2025/R/eel	Elettricità	Revisione del valore di riduzione della frazione del GAR, relativa agli oneri generali del sistema elettrico, ai sensi della delibera dell'Autorità n. 268/2015/R/eel
20/05/2025	210/2025/R/com	Gas/Elettricità	Orientamenti per l'adeguamento di specifici istituti della regolazione ROSS-base e linee di intervento per l'introduzione di strumenti regolatori propedeutici alla sperimentazione del ROSS-integrale
20/05/2025	205/2025/R/com	Gas/Elettricità	Revisione della regolazione in materia di qualità dei servizi di assistenza ai clienti delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas naturale
27/05/2025	214/2025/R/eel	Elettricità	Diritti di trasmissione di lungo termine ai sensi dell'art. 30 del regolamento (UE) n. 2016/1719 – aggiornamento quadriennale
03/06/2025	235/2025/R/rif	Rifiuti	Aggiornamento della qualità tecnica nel settore dei rifiuti urbani e semplificazioni al TQRIF – Orientamenti finali
03/06/2025	238/2025/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la proposta dell'Autorità sui piani straordinari di investimento pluriennale ai fini della rimodulazione delle concessioni di distribuzione dell'energia elettrica e sui criteri per la determinazione dei relativi oneri
05/06/2025	239/2025/R/efr	Elettricità	Orientamenti in materia di definizione dei prezzi di aggiudicazione per impianti in accesso diretto al meccanismo incentivante di cui al decreto ministeriale FER X transitorio
10/06/2025	248/2025/R/rif	Rifiuti	Criteri di articolazione tariffaria agli utenti del servizio di gestione dei rifiuti urbani, TICSER (Testo integrato corrispettivi servizio gestione rifiuti). Orientamenti finali
10/06/2025	249/2025/R/rif	Rifiuti	Metodo tariffario rifiuti per il terzo periodo regolatorio (MTR-3). Orientamenti finali
10/06/2025	246/2025/R/rif	Rifiuti	Separazione contabile e amministrativa nel settore dei rifiuti. Orientamenti finali
10/06/2025	240/2025/R/rif	Rifiuti	Orientamenti in materia di riconoscimento del bonus sociale rifiuti in attuazione del decreto legge 26 ottobre 2019, n. 124
10/06/2025	245/2025/R/com	Gas/Elettricità	Orientamenti in materia di attuazione delle misure per la trasparenza e la confrontabilità delle offerte nei mercati al dettaglio di energia elettrica e gas naturale di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legge n. 19/25, convertito con legge n. 60/25

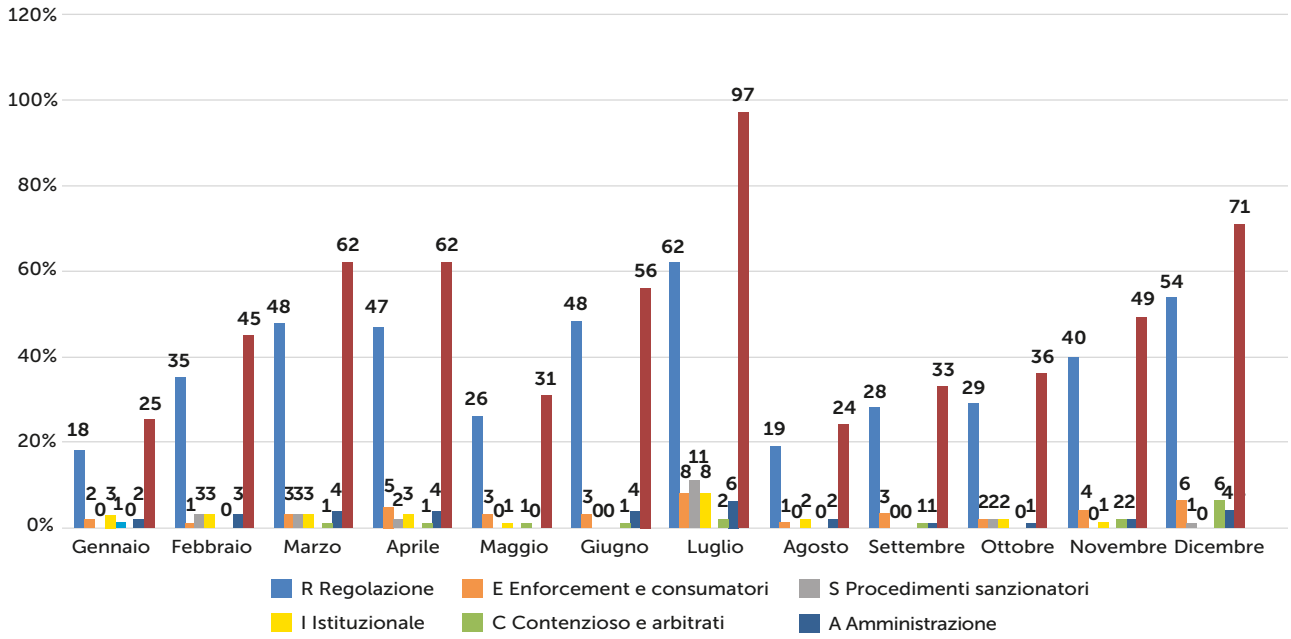
DATA	RUBRICA	SETTORE	TITOLO
18/06/2025	258/2025/R/gas	Gas	Mercato dei gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate. Orientamenti per la revisione delle modalità di determinazione della componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio e dell'elemento QTCA a copertura dei costi di trasporto
19/06/2025	268/2025/R/eel	Elettricità	Riforma della disciplina del *settlement* elettrico e delle perdite di rete. Orientamenti in materia di applicazione dei coefficienti di perdita standard per le immissioni in rete, approvvigionamento dei prelievi per gli usi propri e dell'energia residua e riconoscimento ai gestori di rete con obbligo di connessione di terzi dei relativi costi
19/06/2025	269/2025/R/eel	Elettricità	Riforma della disciplina del *settlement* elettrico e delle perdite di rete. Nuovo Testo integrato della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento elettrico
19/06/2025	270/2025/R/eel	Elettricità	Riforma della disciplina del *settlement* elettrico e delle perdite di rete. Interventi sul Testo integrato misura elettrica (TIME) funzionali alla riforma del *settlement* elettrico
03/07/2025	306/2025/R/gas	Gas	Modifiche alle tempistiche di gestione delle sessioni di *settlement* gas
15/07/2025	332/2025/R/eel	Elettricità	Orientamenti per l'aggiornamento della regolazione *output-based* dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica a partire dal 1° gennaio 2026
22/07/2025	353/2025/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti per la definizione del metodo tariffario per il servizio di teleriscaldamento
22/07/2025	346/2025/R/gas	Gas	Ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato in materia di tariffe per il servizio di distribuzione del gas naturale: incidenza sui costi operativi delle peculiarità del territorio servito e degli oneri derivanti dagli obblighi di servizio a garanzia del bilinguismo
22/07/2025	349/2025/R/tlr	Teleriscaldamento	Orientamenti per la revisione dei testi integrati RQCP, TIMT, TUAR, TUD
23/09/2025	419/2025/R/gas	Gas	Proroga del periodo di vigenza delle disposizioni del TUDG 2020-2025. Orientamenti dell'Autorità
14/10/2025	447/2025/R/eel	Elettricità	Orientamenti per la revisione dei criteri di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per le imprese distributrici che servono meno di 25.000 punti di prelievo
21/10/2025	460/2025/R/gas	Gas	Elenco dei soggetti abilitati alla vendita di gas naturale ai clienti finali di cui al decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica 19 maggio 2025. Orientamenti in merito alle procedure per le comunicazioni funzionali alla permanenza nell'elenco dei soggetti abilitati
28/10/2025	471/2025/R/idr	Idrico	Orientamenti per il primo aggiornamento biennale delle predisposizioni tariffarie del servizio idrico integrato, ai sensi del metodo tariffario, per il quarto periodo regolatorio MTI-4
28/10/2025	470/2025/R/idr	Idrico	Definizione delle misure di completamento della regolazione della qualità tecnica previste dalla delibera dell'Autorità n. 637/2023/R/idr
28/10/2025	469/2025/R/idr	Idrico	Orientamenti in materia di aggiornamento della regolazione della qualità contrattuale del servizio idrico integrato ovvero di ciascuno dei singoli servizi che lo compongono (RQSII)
11/11/2025	487/2025/R/tlr	Teleriscaldamento	Disposizioni in materia di metodo tariffario del servizio di teleriscaldamento
09/12/2025	547/2025/A	Amministrazione	Piano triennale per la prevenzione della corruzione e della trasparenza 2026-2028

Provvedimenti adottati

I provvedimenti adottati dall'Autorità nel corso del 2025 sono stati complessivamente 591, sostanzialmente in linea con il dato dell'anno precedente (601 nel 2024); fra questi è possibile annoverare delibere, documenti per la consultazione, memorie, pareri, rapporti, relazioni e segnalazioni.

La figura 12.1 mostra l'andamento della produzione provvedimentale nel corso dell'anno in esame; si registra una media mensile pari a 49 provvedimenti, con mantenimento di livelli costanti pari o superiori alla media nei mesi di marzo, aprile, giugno, luglio, novembre e dicembre (rispettivamente 62, 62, 56, 97, 49, 71 atti).

FIG. 12.1 *Andamento dei provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2025*



Di seguito una rappresentazione più analitica della produzione provvedimentale mensile dell'Autorità per l'anno 2025 (Tav. 12.2).

TAV. 12.2 *Andamento mensile della produzione provvedimentale per l'anno 2025*

MACROAREE	Gen.	Feb.	Mar.	Apr.	Mag.	Giu.	Lug.	Ago.	Set.	Ott.	Nov.	Dic.	TOTALE	%
R Regolazione	18	35	48	47	26	48	62	19	28	29	40	54	454	76,82
E *Enforcement* e consumatori	2	1	3	5	3	3	8	1	3	2	4	6	41	6,94
S Procedimenti sanzionatori	0	3	3	2	0	0	11	0	0	2	0	1	22	3,72
I Istituzionale	3	3	3	3	1	0	8	2	0	2	1	0	26	4,40
C Contenzioso e arbitrati	0	0	1	1	1	1	2	0	1	0	2	6	15	2,54
A Amministrazione	2	3	4	4	0	4	6	2	1	1	2	4	33	5,58
TOTALE	**25**	**45**	**62**	**62**	**31**	**56**	**97**	**24**	**33**	**36**	**49**	**71**	**591**	**100**

Le macro-aree più rilevanti in termini numerici sono quelle relative alla "Regolazione", cui sono riconducibili 454 atti, ovvero il 76,82% del totale degli atti adottati dall'Autorità nel corso del 2025 e, a seguire, le macro-aree afferenti a: i) le attività di "*Enforcement* e consumatori" con 41 atti, pari al 6,94% della produzione provvedimentale; ii) l'attività di "Amministrazione", con 33 atti, pari al 5,58%; iii) l'attività "Istituzionale" con 26 atti, pari a circa il 4,40% del totale. Completano la produzione provvedimentale i "Procedimenti sanzionatori" con 22 atti, ovvero il 3,72% del totale e i provvedimenti riconducibili all'attività di "Contenzioso e arbitrati" con 15 atti pari al 2,54% del totale.

Di seguito il confronto tra i provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2025 e quelli adottati nel 2024, suddivisi per macro-aree di intervento.

TAV. 12.3 *Provvedimenti dell'Autorità adottati negli anni 2024 e 2025, suddivisi per macro-aree di intervento*

TIPOLOGIA	2024		2025	
	NUMERO	QUOTA %	NUMERO	QUOTA %
R Regolazione	443	73,71	454	76,82
E *Enforcement* e consumatori	41	6,82	41	6,94
S Procedimenti sanzionatori	32	5,32	22	3,72
I Istituzionale	34	5,66	26	4,40
C Contenzioso e arbitrati	10	1,66	15	2,54
A Amministrazione	39	6,49	33	5,58
RDS Ricerca di sistema	2	0,33	0	0,00
TOTALE	**601**	**100**	**591**	**100**

Più in dettaglio, per quanto concerne gli atti di "Regolazione", in termini statistici si segnala una sostanziale stabilità del livello dell'attività provvedimentale (454 atti rispetto ai 443 nel 2024 e 456 del 2023), a conferma della centralità dell'attività di regolazione nell'ambito delle funzioni esercitate dall'Autorità. In particolare, quanto al settore energetico, sono stati adottati 191 provvedimenti di regolazione nel settore dell'energia elettrica, 115 provvedimenti nel settore del gas, 30 provvedimenti intersettoriali, 10 provvedimenti sui temi dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili.

Quanto all'area ambiente, nel 2025 sono stati adottati 108 provvedimenti, di cui 59 provvedimenti di regolazione del sistema idrico integrato, 37 provvedimenti per il settore dei rifiuti e 12 provvedimenti per il settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento. Si registra un significativo aumento del dato relativo ai provvedimenti riconducibili alla macro-area "Contenzioso e arbitrati". Risultano stabili gli atti dell'area "*Enforcement* e consumatori", mentre sono in contrazione i provvedimenti adottati a conclusione di "Procedimenti sanzionatori", come anche quelli dell'area "Amministrazione". I dati relativi al raggruppamento "Istituzionale" appaiono nel 2025 in contrazione rispetto ai valori osservati nel 2024.

Per l'individuazione dei provvedimenti di maggiore interesse nei diversi ambiti, si rimanda alle relazioni delle Direzioni tecniche competenti.

Comunicazione

Nel corso del 2025, l'Autorità ha consolidato una strategia di comunicazione integrata e multicanale, orientata a supportare i cittadini durante complesse fasi di novità normative e a informare efficacemente attraverso i media, tradizionali e nuovi, il maggior numero di *stakeholder* sui temi regolatori, consolidando al contempo *brand* e reputazione. L'anno, l'ultimo della IV Consiliatura nonché il 30° anniversario della legge istitutiva, è stato caratterizzato da un'elevata volatilità del contesto esterno, con pressioni sui costi energetici dovute a dinamiche geopolitiche, e da importanti novità interne, per esempio l'introduzione del nuovo formato per la bolletta di energia elettrica e gas per tutti i clienti non vulnerabili.

Nonostante i vincoli istituzionali e la ridotta attività deliberativa della seconda metà dell'anno, dovuta alla prorogatio del Collegio a partire da agosto 2025, la Direzione Comunicazione ha garantito continuità informativa verso consumatori e media, consolidando l'autorevolezza dell'Autorità come fonte affidabile e aggiornata.

Il tema comunicativo centrale della prima parte del 2025 è stato la possibilità dei clienti vulnerabili di passare al Servizio a tutele graduali, scadenza fissata al 30 giugno. A fronte di questa priorità, è stata sviluppata un'intensa campagna informativa, parallela ai provvedimenti approvati, con l'obiettivo di informare chiaramente i cittadini sui loro diritti e sugli strumenti di tutela disponibili. La comunicazione ha poi affrontato, come di consueto, gli aggiornamenti tariffari trimestrali per l'energia elettrica e mensili della componente Cmem del gas per i clienti ancora in tutela, nonché i provvedimenti relativi ai bonus sociali e ai contributi straordinari introdotti nel 2025 per il contenimento dei costi energetici delle famiglie.

A partire da luglio 2025, la comunicazione dell'Autorità si è concentrata sul lancio della nuova bolletta standardizzata (basata sul nuovo concetto di "Scontrino dell'energia"), introdotta con l'obiettivo di aumentare la trasparenza e la comparabilità delle offerte nel mercato libero. Tale tema ha rappresentato uno dei pilastri della strategia comunicativa della seconda metà dell'anno, supportato da una campagna informativa multicanale dedicata a sensibilizzare i consumatori sui nuovi standard e sui vantaggi della maggiore chiarezza nella bolletta.

Sul fronte ambientale, l'attività comunicativa si è concentrata sull'introduzione del bonus rifiuti e sulla premiazione degli operatori del servizio idrico che si sono contraddistinti per i risultati nell'ambito dei meccanismi incentivanti la qualità tecnica e la qualità contrattuale per il biennio 2022-2023.

Infine, la *Relazione Annuale* presentata il 17 giugno presso il Parlamento e il Governo è stata accompagnata dal riferimento al 30° anniversario dalla legge istitutiva dell'Autorità. Tale coincidenza ha significativamente amplificato la visibilità mediatica e permesso di rafforzare il racconto sulla continuità della *mission* regolativa dell'Autorità nel corso dei tre decenni.

Relazioni con i media e comunicazione

L'attività di relazione con i media e comunicazione da un lato ha prodotto comunicati stampa e contenuti originali che hanno sollecitato l'uscita di articoli, servizi, video e dibattiti su media tradizionali e social, e dall'altro ha soddisfatto numerose richieste di interviste e condivisione dei contenuti di ARERA da parte di giornalisti e portatori di interesse, che hanno accresciuto lo spazio dedicato all'Autorità, alla tematica energetica, di fine tutela e al Collegio.

L'Unità Relazioni con i media e comunicazione (RMC) si è data come obiettivo di connettere il più possibile persone, voci e risorse e consolidare l'integrazione di strumenti di lavoro, monitoraggi e analisi e allo stesso tempo di coordinare strategie e prodotti, moltiplicando l'efficacia e l'efficienza dell'azione di comunicazione esterna, nazionale e internazionale. Inoltre, particolare attenzione è stata dedicata alla partecipazione a tg, programmi radio-tv, interviste e commenti su testate stampa e web (65 solo le presenze in radio e televisione) e all'utilizzo dei *tool* più recenti e potenti per aumentare la produttività e migliorare le azioni multicanale, adoperando lo strumento di volta in volta più adatto a raggiungere l'obiettivo. Oltre a coordinare la comunicazione, incluse le campagne *advertising*, le attività di informazione e divulgazione agli *stakeholder* attraverso i media, tradizionali e nuovi, RMC ha ampliato stabilmente il proprio perimetro anche verso temi di portata internazionale, assicurando una comunicazione chiara, trasparente e univoca.

Per la Cerimonia della *Relazione Annuale* del 17 giugno presso il Parlamento e il Governo sono state realizzate molteplici attività, per preparare contenuti stampa per l'evento e interventi media e per il suo *follow up* di partecipazione del Collegio a programmi radio-tv e diffusione dati su tematiche verticali, che hanno aumentato la presenza di ARERA sui media digitali e tradizionali. Inoltre, l'ufficio ha collaborato alla stesura della nuova Brochure per i 30 anni di ARERA.

In un quadro dominato dai temi legati al gas e all'energia elettrica, ampia visibilità è stata data anche alle collaborazioni istituzionali con il Nucleo dell'Arma dei Carabinieri e ai risultati della costante attività ispettiva svolta nell'ambito del Protocollo di Intesa firmato con il Nucleo speciale beni e servizi della Guardia di finanza.

L'analisi *media*

In considerazione della peculiarità di un anno di transizione e del relativo rallentamento dell'attività deliberativa, nel 2025 è continuata la produzione dei comunicati stampa che, anche alla luce del periodo di prorogatio di oltre 3 mesi, ha determinato una minor numerosità di quelli diffusi (27 rispetto ai 54 del 2024). Nonostante ciò, RMC ha mantenuto una costante attività di relazione con le redazioni attraverso interviste e interventi (circa 80, coinvolgendo sia i componenti del Collegio sia il personale della struttura) nonché partnership editoriali stabili. In questo senso si segnala il consolidamento della collaborazione con Repubblica.it con la rubrica «ARERA risponde», con RAI Radio 1 per la trasmissione settimanale «Sportello Italia» (curata ininterrottamente per sei anni), con la rivista specializzata Servizi a Rete e, infine, è stata avviata una nuova collaborazione con AdnKronos e Area (circuito radio locali) per la realizzazione di 16 contenuti giornalistici monotematici nel corso dell'anno dedicati a tematiche di interesse dei consumatori. Tali contenuti hanno ottenuto ampia diffusione anche su stampa locale e nazionale, generando un moltiplicatore di impatto della comunicazione.

Da gennaio a dicembre 2025 sono stati poco più di 8.000 gli articoli e i servizi che hanno citato ARERA (contro i quasi 9.000 del 2024), di cui oltre 5.300 sono attribuibili alle testate cartacee, 406 alle TV e 183 alle radio.

I social *media*

Nel 2025, l'Autorità ha consolidato la propria presenza sui canali social, portando il pubblico fidelizzato a superare la soglia di 87.000 *follower*/iscritti complessivi (crescita superiore all'8% rispetto al 2024). I *social media* si sono confermati come canali caratterizzati dal più alto livello di *engagement*, con Facebook, Instagram, X e YouTube che insieme rappresentano il 90% delle interazioni monitorate, mentre i media tradizionali (radio, TV e stampa) mantengono la loro predominanza in termini di *reach* potenziale con il 70% della copertura complessiva.

Nel primo semestre del 2025, la DCOM ha proceduto al rinnovamento e all'efficientamento della pagina Facebook, modificando definitivamente il nome e la vocazione, da «Il Portale Offerte» (utilizzato per ospitare campagne temporanee) a «ARERA – Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente». Tale decisione strategica ha consentito di comunicare in modo organico tutti gli argomenti di competenza dell'Autorità, mantenendo coerenza e riconoscibilità istituzionale. Parallelamente, è stato aperto a maggio il profilo Instagram (@arera.autorita), volto a raggiungere la GenZ e il pubblico giovane-adulto. Instagram ha dimostrato fin dall'apertura eccellenti livelli di *engagement*, raggiungendo tassi di interazione superiori al 45% nei mesi di maggiore attività, confermandosi come una piattaforma ad alto potenziale per la comunicazione istituzionale, nonostante le limitate risorse impiegate nella fase iniziale.

LinkedIn si è consolidato come *placement* ideale per comunicazioni tecniche e per il target professionale dell'Autorità, registrando *performance* positive con picchi di condivisioni, in particolare sui temi relativi ai provvedimenti deliberati, all'attività normativa e alle novità regolative. Nel corso del 2025, la pagina LinkedIn ha raggiunto oltre 66.000 *follower*, con continuità nella crescita organica. Il canale YouTube ha mantenuto una crescita stabile della *subscriber base* (oltre 3.200 iscritti, +50% rispetto al 2024), confermando l'interesse per i contenuti video, in particolare per gli interventi radiofonici e televisivi riproposti, i seminari ARERA e gli *short* informativi.

Nel corso del 2025, il profilo X (ex Twitter) ha mantenuto un *engagement* rate stabile, segno di un pubblico fidelizzato e interessato, sebbene i numeri assoluti di *reach* e *impression* siano in costante calo, più in generale per la piattaforma considerata.

Nel 2025, sono stati pubblicati oltre 600 contenuti originali sui canali social dell'Autorità, realizzati anche con il supporto del fornitore. I contenuti hanno spesso adottato approcci innovativi, come la rubrica «L'utile detto facile» (consigli pratici per consumatori), «WE ARERA» (focus su temi istituzionali), «ARERA NEWS» e «Parlano i Num3ri» (su LinkedIn per un pubblico professionale), e gli *short* video (su YouTube e Instagram, per raggiungere utenti con tempi di fruizione ridotti). Tale diversificazione di *format* ha permesso di adattare i messaggi ai diversi target mantenendo riconoscibilità istituzionale e creando una *library* di contenuti sempre utili e attuali da adoperare nel corso degli anni successivi.

Le campagne comunicative del 2025

Nel 2025, la DCOM ha realizzato due importanti campagne comunicative multicanale. La prima, lanciata nei mesi di gennaio-febbraio, ha riguardato il rilancio della campagna «Chiedi all'ARERA» con spot radiofonici e televisivi RAI (115 passaggi in radio, 80 passaggi in TV nel mese di marzo, con successivo rilancio a settembre). Tale campagna, originariamente sviluppata nel 2024, è stata rivisitata e riproposta in occasione degli interventi normativi relativi ai contributi integrativi per le famiglie in difficoltà economica e al passaggio dei clienti vulnerabili all'STG, per rinforzare il supporto ai cittadini nel reperimento di informazioni corrette.

La seconda campagna, «Nuova Bolletta – Scontrino dell'energia», lanciata a fine giugno e sviluppata nel corso dei mesi successivi, ha rappresentato una delle più significative iniziative comunicative dell'anno. La campagna, realizzata con il supporto del fornitore, ha adottato una strategia multicanale: nella prima fase (luglio), sono stati utilizzati gli spazi di comunicazione istituzionale messi a disposizione dalla Presidenza del Consiglio dei ministri su reti RAI (80 passaggi TV, 60 passaggi radio); nella seconda fase (settembre-ottobre), sono stati acquistati spazi su radio nazionali private, piattaforme social (Facebook, Instagram, YouTube) e influencer marketing mirato a target specifici (GenZ e pubblico interessato a divulgazione economica).

I risultati della campagna «Nuova Bolletta» confermano l'efficacia della strategia multicanale: su Meta (Facebook/Instagram), i video hanno raggiunto oltre 1,3 milioni di utenti con 665.000 visualizzazioni complete o di lunga durata; su YouTube, i contenuti hanno avuto 21,7 milioni di visualizzazioni, generando oltre 3,4 milioni di visualizzazioni significative. Inoltre, grazie alle collaborazioni con influencer e creator, la campagna ha raggiunto ulteriori 400.000 utenti con 6.450 interazioni, confermando l'importanza di strategie diversificate in base al target. L'iniziativa ha intercettato in modo omogeneo tutte le fasce d'età, coinvolgendo particolarmente il pubblico femminile e le fasce 25-34 anni e over 65.

Employee advocacy e partnership professionali

Nel 2025, la strategia di *employee advocacy* è stata consolidata e ampliata, con l'obiettivo di generare maggiore coinvolgimento della struttura interna nelle attività di comunicazione. I dipendenti, in qualità di «*ambassador*» dell'Autorità, hanno contribuito alla costruzione del racconto istituzionale attraverso interventi mirati su *social media* (in particolare su LinkedIn) e partecipazioni a trasmissioni radiofoniche e televisive. Tale strategia ha contribuito a rafforzare la credibilità dell'Autorità come organizzazione trasparente e competente, favorendo il dialogo diretto con i cittadini e gli *stakeholder*.

Attività internazionale

Nel corso del 2025, l'Autorità ha proseguito le collaborazioni internazionali e le attività di comunicazione con i principali organismi di regolazione europei e mondiali. In particolare, la DCOM ha coordinato la comunicazione in occasione del *President's meeting* MEDREG di Selinunte (giugno 2025), dei seminari della Balkan Energy School (settembre 2025 a Roma e Podgorica), nonché delle Assemblee generali di MEDREG (Madrid, 27 novembre) e WAREG (Bruxelles, 4 dicembre). La comunicazione internazionale è stata supportata da analisi costante della

stampa e del dibattito pubblico europeo e mondiale su tematiche energetiche e ambientali. Inoltre, RMC partecipa agli incontri di confronto e allineamento del *network* degli uffici stampa dei Regolatori europei guidato da ACER.

Eventi e seminari

Gli eventi dell'Autorità, curati dall'Unità Comunicazione della regolazione ed eventi-CRE (come le attività poi di seguito) costituiscono un efficace strumento di ausilio alla diffusione della conoscenza delle funzioni e dei compiti istituzionali dell'Autorità e alla divulgazione delle tematiche di maggiore rilievo.

Nel 2025 la modalità degli eventi è stata prevalentemente in presenza. Convegni, seminari, *workshop*, tavoli di lavoro, incontri con gli *stakeholder* e la presentazione della *Relazione Annuale* 2024 dell'Autorità alle due Camere parlamentari e al Governo si sono svolti infatti in presenza o in modalità mista, continuando a sfruttare i vantaggi delle piattaforme digitali, nell'uso delle quali si è speso un notevole impegno progettuale e realizzativo.

Infatti, la Direzione non ha smesso di investire nel *format online* (*webinar* e dirette in *streaming*), ottenendo risultati rilevanti. I numeri di ciascun evento sono riscontrabili nel sito dell'Autorità.

Ha funzionato il *format* definito dalla Direzione Comunicazione per gestire le operazioni di iscrizione, il cerimoniale e i prodotti promozionali, editoriali e multimediali collegati a ogni singolo evento.

Di seguito si riportano i principali eventi organizzati e promossi dall'Autorità nel corso del 2025:

- la 40ª edizione dell'"*European Electricity Regulatory Forum*" (Firenze, 12 e 13 giugno), evento per il quale ARERA ha affiancato la Commissione europea nell'organizzazione;
- l'incontro "*Autorità indipendenti e governance multilivello: il diritto e l'economia della regolazione nel XXI secolo*" (Roma, 10 luglio), promosso, in occasione del trentesimo anniversario della legge istitutiva delle Autorità amministrative indipendenti (legge n. 481 del 1995), come spunto di approfondimento sul ruolo delle Autorità nei sistemi di governance multilivello. L'incontro ha unito prospettive giuridiche e analisi economiche sulla loro funzione strategica in settori ad alta intensità regolatoria, tra cui energia, comunicazioni, concorrenza, finanza, trasporti.
- Il seminario "*Investimenti e qualità del servizio idrico integrato*" (Milano, 17 luglio), nel corso del quale è stata illustrata l'evoluzione delle metodologie istruttorie per l'ammissione degli operatori ai meccanismi incentivanti premi/penalità della regolazione della qualità tecnica e contrattuale e per la valutazione dei risultati. Con l'occasione si sono premiati i soggetti che si sono distinti per le migliori *performance* per il biennio 2022-2023, secondo la delibera n. 225/2025/R/idr per la qualità tecnica (RQTI) e delibera n. 277/2025/R/idr per la qualità contrattuale (RQSII).
- il seminario "I DSO facilitatori neutrali e acquirenti di servizi ancillari locali: primi risultati della sperimentazione in corso" (Milano, 22 ottobre), rivolto agli operatori del settore, in cui si è illustrato il percorso avviato dall'Autorità in merito all'evoluzione del ruolo dei DSO, presentando i primi risultati delle sperimentazioni in corso e discutendo le sfide per il futuro.

- Il seminario "*Misure di razionalizzazione dei corrispettivi delle offerte di energia elettrica e gas naturale per i clienti domestici e recenti innovazioni del Codice di condotta commerciale*" (Milano, 22 ottobre), in cui si sono illustrate le misure atte a favorire la confrontabilità delle offerte rivolte ai clienti domestici e ad aumentarne la trasparenza, anche mediante "*la riduzione e semplificazione dei componenti dei corrispettivi applicabili nei contratti di fornitura*", attuando l'art. 5, comma 1, del decreto legge n. 19/25 secondo la delibera n. 386/2025/R/com.
- l'evento "*Il consolidamento della regolazione del ciclo dei rifiuti: i nuovi provvedimenti di ARERA*" (Ecomondo, Rimini, 4 novembre 2025), rivolto a operatori e stakeholder del settore (Enti di governo dell'ambito, Comuni, gestori, consumatori e altri soggetti istituzionali). Il seminario-*workshop* ha illustrato i provvedimenti adottati tra la fine del 2024 e il 2025.

Sul fronte interno, la Direzione Comunicazione ha continuato a supportare l'*Academy*, progetto avviato nel 2021 e ora a cura dell'Ufficio speciale segreteria tecnica e atti del Collegio, consistente in un programma di corsi di formazione per il personale interno tenuti da funzionari dell'ARERA o da relatori esterni. In particolare, la Direzione Comunicazione si è occupata della parte promozionale, della gestione dei *webinar* e della raccolta e diffusione dei materiali di studio e approfondimento. Nel corso dell'anno 2025 si sono tenuti 7 *webinar Academy* sui seguenti argomenti:

Academy

- LookOut Q1-25 – A little less conversation (a little more action) (21 febbraio)
- Laboratorio (Hers)2: storie di coraggio ed *Empowerment* (14 marzo)
- L'Intelligenza artificiale: fondamenti teorici, modelli di regolazione e applicazione alla PA (14 maggio)
- Data Center: Crocevia fra transizione digitale e transizione energetica (4 giugno)
- La revisione del Codice di condotta commerciale e la nuova disciplina sulla bolletta: le novità regolatorie per un mercato retail più trasparente e per un cliente abilitato (27 giugno)
- LookOut Q3-25 – The next bid thing (18 luglio)
- LookOut Q4-25 – Auction's eleven (14 novembre)

Merita attenzione la cerimonia per la presentazione, al Parlamento e al Governo, della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, che si è tenuta in presenza il 17 giugno 2025 presso l'Aula dei Gruppi parlamentari della Camera dei deputati.

La gestione dell'evento ha comportato attività di logistica, di cerimoniale, di ufficio stampa, di documentazione, anche fotografica. La presentazione è stata seguita anche via *streaming* sui canali istituzionali web e *social* della Camera e dell'Autorità, oltre che in diretta televisiva RAI.

I due volumi della *Relazione Annuale* sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, oltre alla sintesi dei volumi e al testo del discorso del Presidente, hanno costituito il riferimento fondamentale della presentazione.

Sito web istituzionale

Nel corso del 2025, nel sito istituzionale dell'Autorità (www.arera.it) sono proseguite le attività di aggiornamento, sviluppo e ottimizzazione dei contenuti, volte a migliorare la fruibilità delle informazioni da parte di consumatori e operatori e a garantire maggiore omogeneità tra le diverse tipologie documentali. In tale ambito, è stata installata la nuova versione della piattaforma redazionale e ulteriormente perfezionata la grafica del sito, accompagnando tali interventi con attività continuative di manutenzione e miglioramento delle funzionalità.

Nel corso dell'anno è stato inoltre ripristinato il servizio di newsletter settimanale in una versione rinnovata, realizzata mediante l'integrazione tra la piattaforma redazionale e la piattaforma MailUp e la predisposizione di apposite pagine del sito dedicate all'iscrizione alla newsletter. Il nuovo servizio consente una diffusione sistematica e tempestiva degli aggiornamenti dell'Autorità – tra cui provvedimenti, consultazioni, comunicazioni e novità di rilievo – ed è finalizzato a rafforzare l'accessibilità e la capillarità dell'informazione verso i diversi target di utenti.

Sono proseguite le attività di aggiornamento ricorrente dei contenuti, tra cui la pubblicazione delle raccolte dati per l'Indagine annuale sui settori regolati, l'aggiornamento delle sezioni dell'Amministrazione trasparente, dei testi integrati e delle pagine relative a prezzi e tariffe (trasmissione, distribuzione, misura, PLACET, rigassificazione e oneri generali), nonché della sezione Bonus sociale e dell'Atlante per il consumatore. Sono stati inoltre effettuati aggiornamenti periodici della pagina "Valori elettricità e gas", della sezione sullo sviluppo della rete di trasmissione nazionale e del Registro delle comunicazioni dell'Autorità in bolletta, affiancati dalla pubblicazione di gare d'appalto e da interventi di razionalizzazione della funzionalità di ricerca operatori.

Per quanto riguarda la creazione di nuovi contenuti, tra gli interventi più rilevanti si segnala la revisione della pagina dedicata alla bolletta in occasione della riforma di settore, con l'introduzione delle nuove guide alla lettura per energia elettrica e gas e l'aggiornamento dei contenuti relativi al servizio di maggior tutela.

Sono state inoltre realizzate nuove pagine di servizio rivolte sia agli operatori sia ai consumatori. In particolare, è stata pubblicata una pagina dedicata ai valori della materia prima gas "diversi" e una pagina informativa per i clienti vulnerabili e per il Servizio a tutele graduali, dotata di una funzionalità di ricerca dei fornitori per Comune e valorizzata tramite un apposito banner in home page.

Ulteriori interventi hanno riguardato la creazione di pagine dedicate alla consultazione sul Piano di sviluppo del trasporto gas 2025, la revisione della sezione sulla qualità elettrica con l'integrazione di un nuovo strumento per la consultazione dei dati sulla continuità del servizio, nonché un'ampia riorganizzazione dell'architettura dell'Amministrazione trasparente.

Nel corso dell'anno è stato infine avviato un intervento di revisione delle pagine dedicate alla consultazione dei valori della materia energia nei servizi tutelati, finalizzato a recepire le nuove disposizioni regolatorie in materia di pubblicazione dei corrispettivi aggiornati relativi al dispacciamento, all'uso della rete e agli oneri generali di sistema.

Banche dati, periodici e materiale bibliografico sui settori regolati

L'Autorità dispone di un ampio ventaglio di sottoscrizioni a banche dati, periodici, materiale bibliografico, a carattere specialistico nei settori oggetto di regolazione e, di anno in anno, ha provveduto a consolidare tale dotazione nonché a informatizzare, per quanto possibile, il patrimonio a disposizione. Nel corso del 2025, è continuato, infatti, il processo di digitalizzazione della documentazione con notevoli vantaggi per la fruizione da parte del personale dipendente.

Attualmente, tra documentazione cartacea e digitale, i titoli in dotazione, comprensivi di monografie, periodici e letteratura varia, sono più di 5.000. Sono consultabili, su carta o *online*, circa 50 riviste di carattere giuridico-economico nei campi di interesse dell'Autorità. Inoltre, sono attive 20 banche dati in ambito economico, statistico e giuridico.

L'Autorità è inoltre collegata al circuito ESSPER, il cui servizio di *document delivery* consente di ampliare la consultazione del patrimonio documentario, mettendo a disposizione una banca dati di spoglio costituita da più di 1.800 titoli italiani.

Risorse umane

A seguito delle disposizioni di cui all'art. 7, comma 6, del decreto legge 21 marzo 2022, n. 21, la pianta organica del personale di ruolo dell'Autorità è stata incrementata di 25 unità, da inquadrare nella carriera dei funzionari. Con la delibera n. 189/2024/A del 21 maggio 2024, si è rideterminata la pianta organica dell'Autorità per un totale di 260 unità di personale di ruolo e 20 unità di personale a tempo determinato.

Al 31 dicembre 2025 erano in servizio 234 dipendenti di ruolo (12 dei quali dirigenti, 175 funzionari, 44 operativi, 3 esecutivi), 15 dipendenti con contratto a tempo determinato e 12 unità acquisite in comando, distacco o fuori ruolo. L'Autorità può contare, per le verifiche ispettive, anche sulla collaborazione di personale della Guardia di finanza e dell'Arma dei Carabinieri nell'ambito di specifici protocolli d'intesa.

Il personale dipendente ha un'età media indicativamente di 50 anni; quasi l'85% è laureato.

TAV. 12.4 *Personale di ruolo dell'Autorità in servizio al 31 dicembre 2025*

CARRIERA	NUMERO DI UNITÀ
Dirigenti	12
Funzionari	175
Operativi	44
Esecutivi	3
TOTALE	**234**

Fonte: ARERA.

TAV. 12.5 *Composizione del personale in servizio al 31 dicembre 2025 per tipo di contratto e qualifica*

QUALIFICHE	RUOLO	TEMPO DETERMINATO	COMANDI, DISTACCHI E FUORI RUOLO
Dirigenti	12	3	1
Funzionari	175[A]	2	8
Operativi	44	9	2
Esecutivi	3	0	0
TOTALE	**234**	**14**	**11**

(A) È compreso un funzionario collocato in fuori ruolo.

Fonte: ARERA.

Nella tavola 12.6 viene riportata la retribuzione annua lorda, in euro, con riferimento al livello base di ciascuna qualifica. Le tabelle stipendiali sono aggiornate al 1° gennaio 2025 sulla base del trattamento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

TAV. 12.6 *Retribuzione annua lorda (in euro) per carriera e grado al 31 dicembre 2024*

DIRIGENTI		FUNZIONARI		IMPIEGATI		ESECUTIVI	
Direttore centrale	224.124,50	**Primo funzionario**	136.598,01	**Impiegato**	75.981,30	–	–
Direttore	179.347,00	**Funzionario I**	106.572,09	**Coadiutore**	63.967,48	**Commesso capo**	58.164,61
Direttore aggiunto	141.358,72	**Funzionario II**	83.970,18	**Aggiunto**	50.081,60	**Commesso**	44.117,24
		Funzionario III	71.827,57	**Applicato**	44.932,83	–	–

Fonte: ARERA.

L'anno 2025 ha visto la cessazione di 4 Dirigenti a tempo determinato e 10 rinnovi di comando (2 di carriera operativa e 8 di carriera funzionariale, di cui 7 da altre pubbliche amministrazioni e 1 da altre Autorità indipendenti).

Nel corso del 2025 sono proseguiti i lavori della Commissione paritetica per le pari opportunità e del Gruppo di lavoro sulla parità di genere.

Nell'ambito delle relazioni sindacali, nell'anno 2025 è proseguito il confronto per l'attuazione degli istituti già vigenti non ritenendosi opportuno innovare l'ordinamento pendente il cambio di Consiliatura.

L'Autorità collabora con diverse Università per la realizzazione di attività di comune interesse legate alla didattica, alla formazione e alla ricerca nei settori dell'energia elettrica, del gas, dell'acqua, del telecalore, nonché del ciclo dei rifiuti. Al 31 dicembre 2025 gli accordi quadro attivi con le Università erano 9.

Gestione economico-finanziaria

L'Autorità utilizza un sistema contabile integrato: alla contabilità finanziaria di tipo pubblicistico e autorizzatorio si collega una contabilità analitica ed economico-patrimoniale, che supporta la programmazione finanziaria e consente la gestione delle risorse. L'esercizio finanziario trae origine da un bilancio annuale di previsione e si conclude con il rendiconto dell'esercizio.

TAV. 12.7 *Prospetto riassuntivo delle principali voci di rendiconto (in milioni di euro, al netto delle partite di giro)*

	2025	2024
ENTRATE DELLA GESTIONE	**82,02**	**81,75**
Contributo a carico dei soggetti regolati	81,92	81,63
Altre entrate	0,10	0,11
SPESE DELLA GESTIONE	**(80,01)**	**(82,42)**
Spese correnti	**(74,88)**	**(76,17)**
– Personale in servizio (retribuzioni lorde, contributi carico ente, mensa ecc.)	*(51,71)*	*(52,23)*
– Imposte e tasse a carico dell'ente	*(3,32)*	*(3,26)*
– Acquisto di beni e servizi	*(12,56)*	*(13,02)*
– Rimborsi e poste correttive delle entrate	*(1,41)*	*(1,50)*
– Altre spese correnti	*(0,08)*	*(0,58)*
Trasferimenti al bilancio dello Stato e ad altre AA. PP.	(5,79)	(5,58)
Spese in conto capitale	**(5,13)**	**(6,25)**
Variazione dei residui attivi	(0,08)	(0,04)
Variazione dei residui passivi	1,30	2,63
Avanzo vincolato accantonamento fondo quiescenza	(5,25)	(3,77)
AVANZO DI AMMINISTRAZIONE LIBERO	**19.67**	**19,49**

Fonte: ARERA.

L'Autorità si è rigorosamente attenuta alle disposizioni in materia di riduzione della spesa posta a carico di determinate amministrazioni pubbliche (si vedano il decreto legge 31 maggio 2010, n. 78, come convertito dalla legge 30 luglio 2010, n. 122; il decreto legge 6 luglio 2012, n. 95, come convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 135; il decreto legge 24 aprile 2014, n. 66, come convertito dalla legge 23 giugno 2014, n. 89; il decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114; la legge 27 dicembre 2019, n. 160, da ultimo la legge 30 dicembre 2024, n. 207). Nel corso dell'esercizio 2025, la somma versata al bilancio dello Stato è risultata di circa 5,79 milioni di euro.

L'Autorità non grava, in modo diretto o indiretto, sul bilancio dello Stato. Ai suoi oneri di funzionamento si provvede mediante un contributo versato dai soggetti operanti nei settori regolati. Tale contributo, in base alla legge istitutiva, può raggiungere al massimo l'1‰ dei ricavi. L'Autorità ogni anno propone alla Presidenza del Consiglio dei ministri lo spettro delle aliquote contributive relative all'anno in corso. Per l'anno 2025, su proposta dell'Autorità, è stata determinata l'aliquota contributiva a carico dei soggetti regolati per il settore dell'energia elettrica e del gas allo 0,24‰ dei ricavi, oltre a un contributo aggiuntivo pari allo 0,02‰ dei ricavi richiesto ai soggetti

che svolgono attività infrastrutturali a tariffa. Sono rimaste invariate anche le aliquote dei soggetti regolati per il settore idrico e per quello dei rifiuti, che già erano più contenute (pari, rispettivamente, allo 0,27‰ e allo 0,30‰).

La principale voce sul versante delle uscite dell'Autorità è naturalmente rappresentata dalle spese per il personale, che hanno raggiunto, nel 2025, i 51,71 milioni di euro.

Le indennità percepite dai componenti del Collegio – che, come quelle degli organi di vertice di altre autorità amministrative indipendenti, hanno carattere omnicomprensivo – sono determinate ai sensi di legge.

L'Autorità esternalizza alcuni servizi strumentali, mediante le ordinarie procedure di affidamento previste dalla vigente normativa in materia. Le procedure sono espletate utilizzando gli strumenti di negoziazione messi a disposizione da Consip. L'Autorità si avvale, inoltre, di collaborazioni previste dalle norme e dai regolamenti (Collegio dei revisori, Nucleo di valutazione, Consiglieri giuridici). La spesa complessiva per l'acquisto di beni e servizi è risultata in calo, principalmente in ragione della diminuzione delle spese di natura informatica necessarie per la gestione dell'attività istituzionale dell'Autorità, per le quali si era verificato un aumento negli esercizi precedenti per assicurare la gestione lavorativa, tramite informatizzazione, durante il periodo pandemico, a causa della cessazione di ogni forma di lavoro in somministrazione.

Le spese in conto capitale (5,13 milioni di euro) sono state sostenute per l'acquisto di attrezzature informatiche, impianti, materiale bibliografico e per i lavori di ristrutturazione relativi alla nuova sede di Milano, acquistata sulla base di quanto consentito dall'art. 22 del decreto legge 24 giugno 2014, n. 90, come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 114. L'Autorità non è proprietaria di alcun tipo di autoveicolo.

A valle della determinazione dell'avanzo di esercizio si è provveduto a vincolarne una parte per il trattamento di quiescenza del personale. L'avanzo libero complessivo è pertanto determinato in 19,67 milioni di euro.

Raccolte dati e strumenti informatici

Raccolte dati

La raccolta dei dati da parte dei soggetti regolati costituisce la base essenziale per tutte le attività di regolazione e vigilanza proprie dell'Autorità. Al 31 dicembre 2025 erano attive circa 150 raccolte dati con finalità, complessità e obiettivi diversi, che andavano dalla gestione delle anagrafiche degli operatori a quella del contributo di funzionamento proprio dell'Autorità, fino alle raccolte di dati economici e di bilancio e a quelle dei dati necessari per la determinazione delle tariffe dei servizi regolati e per il monitoraggio della qualità dei servizi. Per la predisposizione di basi di dati adeguate alla successiva analisi ed elaborazione da parte del personale dell'Autorità, è stato implementato un sistema di gestione delle raccolte dati evoluto e flessibile, in grado di soddisfare i requisiti di efficienza, complessità e gestione che nel corso degli anni si sono progressivamente manifestati al crescere delle responsabilità regolatorie (e, conseguentemente, delle esigenze di raccolta dei dati) in carico ad ARERA. Inoltre,

l'Autorità negli ultimi anni ha investito nell'acquisizione della piattaforma SAS, leader di mercato nel campo dell'analisi e della reportistica su grandi moli di dati, con l'obiettivo specifico di rendere disponibile una soluzione potente, versatile e centralizzata per supportare esigenze di elaborazione dei dati sempre più evolute e complesse.

Sistemi informativi interni

ARERA ha implementato un progetto pluriennale di ammodernamento dei propri sistemi informativi interni che oggi permette di fruire dei servizi IT da qualsiasi dispositivo e da qualsiasi luogo, assicurando sia coerenza di funzionalità e di *user experience*, sia l'indipendenza tra fruibilità dell'informazione e disponibilità degli strumenti informatici. Dal punto di vista dell'ottimizzazione dei processi dell'Autorità (e del relativo incremento di efficienza che ne consegue), è stato seguito un approccio fortemente incentrato sulla condivisione delle informazioni, anche grazie a strumenti di *office automation* basati sul *cloud*, che implementano una logica collaborativa nelle attività di preparazione, redazione e verifica di documenti e studi, nonché una pianificazione efficiente delle attività dei singoli uffici. A questo fine è stata introdotta un'infrastruttura di *enterprise content management* (ECM) che consente di orientare la gestione documentale in Autorità in un contesto di dematerializzazione e ottimizzazione dei flussi informativi/documentali; tra le altre cose, essa prevede una gestione integrata dei processi documentali che permette un ciclo di vita dei documenti condiviso dalle varie applicazioni, controllato e affidabile in tutte le sue fasi, dall'acquisizione alla conservazione.

Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente	Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta
Redazione	Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente Direzione Comunicazione e Media Piazza Cavour 5, 20121 Milano Tel. 02 655 651 e-mail: info@arera.it Intrawelt®
Impaginazione e grafica	T-Mediahouse Srl