



Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico



RELAZIONE ANNUALE SULLO STATO DEI SERVIZI E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2017

VOLUME I Stato dei servizi



Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico



RELAZIONE ANNUALE
SULLO STATO DEI SERVIZI
E SULL'ATTIVITÀ SVOLTA

31 marzo 2017

Volume I Stato dei Servizi

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

Guido Bortoni	<i>Presidente</i>
Alberto Biancardi	<i>Componente</i>
Rocco Colicchio	<i>Componente</i>
Valeria Termini	<i>Componente</i>

Capitolo 1. Contesto internazionale e nazionale	pag. 2
 Mercati internazionali dei prodotti energetici	pag. 3
Mercato internazionale del petrolio	pag. 4
Mercato internazionale del gas naturale	pag. 9
Mercato internazionale del GNL	pag. 15
Mercato internazionale del carbone	pag. 18
 Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione	pag. 20
 Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea	pag. 22
Prezzi dell'energia elettrica	pag. 23
Prezzi del gas	pag. 29
 Domanda e offerta di energia in Italia	pag. 33
<hr/>	
Capitolo 2. Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico	pag. 38
 Domanda e offerta di energia elettrica nel 2016	pag. 39
 Mercato e concorrenza	pag. 42
Struttura dell'offerta di energia elettrica	pag. 42
Infrastrutture elettriche	pag. 52
Mercato all'ingrosso	pag. 63
Mercato dei Titoli di efficienza energetica	pag. 69
Mercato finale della vendita	pag. 70
 Prezzi e tariffe	pag. 97
Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag. 97
Prezzi del mercato al dettaglio	pag. 98
 Qualità del servizio	pag. 106
Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica nel 2016	pag. 106
Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica	pag. 108
Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	pag. 117
<hr/>	
Capitolo 3. Struttura, prezzi e qualità nel settore gas	pag. 126
 Domanda e offerta di gas naturale	pag. 127
 Mercato e concorrenza	pag. 130
Struttura dell'offerta di gas	pag. 130
Infrastrutture del gas	pag. 136
Mercato all'ingrosso del gas	pag. 156

	Mercato finale al dettaglio	pag. 166
	Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali	pag. 180
<hr/>		
Prezzi e tariffe		pag. 185
	Tariffe per l'uso delle infrastrutture	pag. 185
	Prezzi del mercato al dettaglio	pag. 191
	Condizioni economiche di riferimento	pag. 192
<hr/>		
Qualità del servizio		pag. 200
	Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale	pag. 200
	Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas	pag. 203
	Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale	pag. 212
	Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas	pag. 216
<hr/>		
Capitolo 4. Struttura, prezzi e qualità nel settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento		pag. 220
<hr/>		
Struttura del mercato e concorrenza		pag. 221
	Prezzi del servizio	pag. 225
	Qualità del servizio	pag. 228
<hr/>		
Capitolo 5. Stato dei servizi idrici		pag. 238
<hr/>		
Investimenti e tariffe		pag. 239
	Stato delle approvazioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio 2016-2019	pag. 239
	Caratteristiche degli schemi regolatori approvati dall'Autorità	pag. 243
	Variazioni tariffarie e investimenti	pag. 247
<hr/>		
Aspetti tecnici e infrastrutturali del servizio		pag. 255
	Acquedotto	pag. 257
	Fognatura	pag. 263
	Depurazione	pag. 265
<hr/>		
Qualità contrattuale del SII		pag. 270
	Qualità contrattuale ex DPCM 29 aprile 1999	pag. 270
	Qualità contrattuale regolata dall'Autorità – Primi risultati	pag. 275

Indice delle tavole

TAV. 1.1	Tassi di crescita dell'economia mondiale	pag.	3
TAV. 1.2	Domanda mondiale di petrolio dal 2012 al 2016 e previsione per il 2017	pag.	5
TAV. 1.3	Produzione mondiale di petrolio dal 2012 al 2016 e previsione per il 2017	pag.	6
TAV. 1.4	Produzione trimestrale di greggio OPEC	pag.	7
TAV. 1.5	Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno	pag.	7
TAV. 1.6	Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo	pag.	9
TAV. 1.7	Bilancio del gas naturale nell'area OCSE	pag.	10
TAV. 1.8	Consumi di gas naturale nell'Unione europea	pag.	11
TAV. 1.9	Importazioni lorde dei Paesi OCSE per area di provenienza	pag.	12
TAV. 1.10	Paesi produttori e quantità esportate di GNL	pag.	16
TAV. 1.11	Commercio globale di GNL nel 2016	pag.	17
TAV. 1.12	Mercato internazionale del carbone	pag.	18
TAV. 1.13	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2016	pag.	24
TAV. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2016	pag.	27
TAV. 1.15	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2016	pag.	30
TAV. 1.16	Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2016	pag.	32
TAV. 1.17	Bilancio energetico nazionale nel 2015 e nel 2016	pag.	34
TAV. 2.1	Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2015 e nel 2016	pag.	39
TAV. 2.2	Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2016	pag.	40
TAV. 2.3	Produzione lorda per fonte 2012-2016	pag.	42
TAV. 2.4	Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti	pag.	43
TAV. 2.5	Produttori, impianti e generazione nel 2016 per fonte	pag.	43
TAV. 2.6	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2016	pag.	46
TAV. 2.7	Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2016	pag.	47
TAV. 2.8	Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2016	pag.	47
TAV. 2.9	Presenza territoriale degli operatori nel 2016	pag.	48
TAV. 2.10	Asset della RTN	pag.	52
TAV. 2.11	Capacità di interconnessione con l'estero	pag.	53
TAV. 2.12	Attività dei distributori elettrici dal 2010	pag.	54
TAV. 2.13	Composizione societaria dei distributori nel 2016	pag.	56
TAV. 2.14	Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2016	pag.	56
TAV. 2.15	Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2016	pag.	57
TAV. 2.16	Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2016	pag.	58
TAV. 2.17	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2016 per classe di potenza e di consumo	pag.	59
TAV. 2.18	Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici con potenza fino a 3 kW nel 2016	pag.	60
TAV. 2.19	Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2016 per livello di tensione e di potenza	pag.	61
TAV. 2.20	Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2016	pag.	63
TAV. 2.21	Volumi scambiati sull'MTE dal 2010	pag.	68
TAV. 2.22	Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2016	pag.	70
TAV. 2.23	Imprese di vendita di energia elettrica nel 2016	pag.	71
TAV. 2.24	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente	pag.	71
TAV. 2.25	Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione	pag.	72
TAV. 2.26	Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2016	pag.	75
TAV. 2.27	Tassi di switching dei clienti finali nel 2015 e nel 2016	pag.	76
TAV. 2.28	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente	pag.	76
TAV. 2.29	Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2016	pag.	77
TAV. 2.30	Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2016	pag.	78

TAV. 2.31	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2016	pag. 79
TAV. 2.32	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2016	pag. 80
TAV. 2.33	Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2016	pag. 81
TAV. 2.34	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2016	pag. 82
TAV. 2.35	Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2016	pag. 82
TAV. 2.36	Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2016	pag. 84
TAV. 2.37	Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2016	pag. 85
TAV. 2.38	Attività dei venditori nel periodo 2010-2016 per classe di vendita	pag. 86
TAV. 2.39	Mercato libero per tipologia di cliente e tensione	pag. 87
TAV. 2.40	Mercato libero domestico nel 2016 per classe di consumo	pag. 88
TAV. 2.41	Mercato libero domestico nel 2016 per condizione contrattuale applicata	pag. 89
TAV. 2.42	Mercato libero non domestico nel 2016 per classe di consumo	pag. 89
TAV. 2.43	Mercato libero non domestico nel 2016 per livello di tensione	pag. 89
TAV. 2.44	Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi	pag. 91
TAV. 2.45	Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero	pag. 91
TAV. 2.46	Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2016	pag. 93
TAV. 2.47	Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2015 e nel 2016	pag. 95
TAV. 2.48	Servizio di salvaguardia nel 2015 e nel 2016 per regione	pag. 96
TAV. 2.49	Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura	pag. 98
TAV. 2.50	Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 98
TAV. 2.51	Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente	pag. 98
TAV. 2.52	Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2016 per classe di consumo	pag. 99
TAV. 2.53	Percentuale dei prezzi applicati ai clienti domestici nel 2016 per fascia di prezzo	pag. 99
TAV. 2.54	Prezzi medi finali ai clienti non domestici nel 2016 per livello di tensione	pag. 100
TAV. 2.55	Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2016	pag. 100
TAV. 2.56	Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2016	pag. 101
TAV. 2.57	Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica	pag. 102
TAV. 2.58	Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2016	pag. 105
TAV. 2.59	Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti	pag. 106
TAV. 2.60	Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti	pag. 106
TAV. 2.61	Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici	pag. 107
TAV. 2.62	Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN	pag. 107
TAV. 2.63	Standard relativi al numero di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi e alla durata massima delle interruzioni senza preavviso per i clienti finali AAT o AT	pag. 108
TAV. 2.64	Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione	pag. 111
TAV. 2.65	Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da e-distribuzione	pag. 112
TAV. 2.66	Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione	pag. 112
TAV. 2.67	Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati	pag. 113
TAV. 2.68	Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati	pag. 114
TAV. 2.69	Numero medio di buchi di tensione su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 115

TAV. 2.70	Numero medio di buchi di tensione per classe di severità su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione	pag. 115
TAV. 2.71	Standard in vigore nel 2016 sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e in media tensione	pag. 116
TAV. 2.72	Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e in media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni	pag. 116
TAV. 2.73	Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna	pag. 116
TAV. 2.74	Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2016	pag. 117
TAV. 2.75	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2016	pag. 118
TAV. 2.76	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti in bassa tensione nel 2016	pag. 119
TAV. 2.77	Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici in bassa tensione nel 2016	pag. 119
TAV. 2.78	Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2016	pag. 119
TAV. 2.79	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2016	pag. 120
TAV. 2.80	Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2016	pag. 120
TAV. 2.81	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2016	pag. 123
TAV. 3.1	Bilancio del gas naturale 2016	pag. 129
TAV. 3.2	Produzione di gas naturale in Italia nel 2016	pag. 132
TAV. 3.3	Primi venti importatori di gas in Italia nel 2016	pag. 135
TAV. 3.4	Reti delle società di trasporto nel 2016	pag. 136
TAV. 3.5	Attività di trasporto per regione nel 2016	pag. 137
TAV. 3.6	Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della Rete nazionale a inizio anno termico 2016-2017	pag. 139
TAV. 3.7	Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2017-2018 al 2022-2023	pag. 140
TAV. 3.8	Concessioni di stoccaggio in Italia	pag. 141
TAV. 3.9	Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2016-2017 e 2017-2018	pag. 143
TAV. 3.10	Attività dei distributori nel periodo 2010-2016	pag. 145
TAV. 3.11	Attività di distribuzione per regione nel 2016	pag. 146
TAV. 3.12	Livelli di concentrazione nella distribuzione	pag. 147
TAV. 3.13	Composizione societaria dei distributori	pag. 148
TAV. 3.14	Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2016	pag. 148
TAV. 3.15	Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2016	pag. 149
TAV. 3.16	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo	pag. 150
TAV. 3.17	Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso	pag. 151
TAV. 3.18	Clienti e consumi per tipologia di cliente e regione nel 2016	pag. 152
TAV. 3.19	Diffusione dei gruppi di misura elettronici al 31 dicembre 2015 e 2016 per classe di misuratore	pag. 152
TAV. 3.20	Attività di misura degli utenti attivi al 31 dicembre 2016 distinti per classe di consumo	pag. 153
TAV. 3.21	Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2016	pag. 154
TAV. 3.22	Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2015 e nel 2016	pag. 155
TAV. 3.23	Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2015 e nel 2016	pag. 155
TAV. 3.24	Numero di operatori e vendite nel 2016	pag. 156
TAV. 3.25	Mercato all'ingrosso nel periodo 2012-2016	pag. 157
TAV. 3.26	Approvvigionamento dei grossisti nel 2016	pag. 158
TAV. 3.27	Impieghi di gas dei grossisti nel 2016	pag. 159

TAV. 3.28	Vendite dei principali grossisti nel 2016	pag. 159
TAV. 3.29	Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME	pag. 165
TAV. 3.30	Consumi finali di gas naturale nel 2015 e nel 2016	pag. 166
TAV. 3.31	Attività dei venditori nel periodo 2012-2016	pag. 167
TAV. 3.32	Vendite dei principali venditori nel 2016	pag. 169
TAV. 3.33	Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2016	pag. 170
TAV. 3.34	Consumi finali di gas naturale per settore di consumo	pag. 171
TAV. 3.35	Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2016	pag. 173
TAV. 3.36	Tassi di switching dei clienti finali nel 2015 e nel 2016	pag. 173
TAV. 3.37	Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di gas naturale con servizi aggiuntivi	pag. 176
TAV. 3.38	Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2016	pag. 176
TAV. 3.39	Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2016	pag. 179
TAV. 3.40	Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2016	pag. 180
TAV. 3.41	Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 181
TAV. 3.42	Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale	pag. 182
TAV. 3.43	Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2016	pag. 183
TAV. 3.44	Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2016	pag. 184
TAV. 3.45	Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2017	pag. 185
TAV. 3.46	Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2017 e relativi corrispettivi di misura	pag. 188
TAV. 3.47	Corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio per l'anno 2017	pag. 188
TAV. 3.48	Aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione effettuate da Stogit per l'anno termico 2017-2018	pag. 189
TAV. 3.49	Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2017	pag. 190
TAV. 3.50	Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2017	pag. 190
TAV. 3.51	Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale	pag. 191
TAV. 3.52	Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2016	pag. 192
TAV. 3.53	Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"	pag. 193
TAV. 3.54	Imposte sul gas	pag. 197
TAV. 3.55	Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2016	pag. 200
TAV. 3.56	Protezione catodica delle reti nel 2016	pag. 200
TAV. 3.57	Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2016	pag. 200
TAV. 3.58	Impianti di odorizzazione nel 2016	pag. 201
TAV. 3.59	Emergenze di servizio nel 2016	pag. 201
TAV. 3.60	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2016, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio	pag. 201
TAV. 3.61	Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2016	pag. 201
TAV. 3.62	Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2016, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio	pag. 202
TAV. 3.63	Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2016	pag. 202
TAV. 3.64	Casi di mancato rispetto nel 2016 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna	pag. 202
TAV. 3.65	Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2016	pag. 203
TAV. 3.66	Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate	pag. 205
TAV. 3.67	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi	pag. 205
TAV. 3.68	Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2016	pag. 208
TAV. 3.69	Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2013-2016 (rete BP) e nel triennio 2014-2016 (AP/MP)	pag. 209

TAV. 3.70	Individuazione di dispersioni nelle reti dei grandi esercenti nel 2016	pag. 210
TAV. 3.71	Protezione catodica delle reti dei grandi esercenti nel 2016	pag. 211
TAV. 3.72	Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale	pag. 213
TAV. 3.73	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6	pag. 215
TAV. 3.74	Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori	pag. 215
TAV. 3.75	Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	pag. 216
TAV. 3.76	Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	pag. 217
TAV. 3.77	Riepilogo degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati	pag. 217
TAV. 3.78	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice	pag. 217
TAV. 3.79	Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice	pag. 217
TAV. 3.80	Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi	pag. 218
TAV. 3.81	Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati	pag. 218
TAV. 4.1	Produzione di energia relativa all'anno 2015	pag. 222
TAV. 4.2	Fonti energetiche utilizzate per la produzione di calore negli impianti di teleriscaldamento	pag. 223
TAV. 4.3	Tecnologia di produzione dell'energia termica	pag. 223
TAV. 4.4	Capacità di generazione installata per tecnologia	pag. 223
TAV. 5.1	Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019	pag. 240
TAV. 5.2	Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'AEEGSI per il periodo 2016-2019	pag. 241
TAV. 5.3	Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'AEEGSI	pag. 244
TAV. 5.4	Campione di riferimento	pag. 251
TAV. 5.5	Volumi degli scaglioni tariffari del servizio di acquedotto nel 2015	pag. 252
TAV. 5.6	Tariffe unitarie degli scaglioni del servizio di acquedotto nel 2015	pag. 252
TAV. 5.7	Valori dello scaglione tariffario unico di fognatura e depurazione nel 2015	pag. 253
TAV. 5.8	Valori della quota fissa nel servizio idrico integrato nel 2015	pag. 253
TAV. 5.9	Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2016	pag. 254
TAV. 5.10	Componenti della spesa media per area geografica nel 2016	pag. 255
TAV. 5.11	Rispetto degli standard garantiti per il primo semestre 2016	pag. 273
TAV. 5.12	Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici	pag. 279
TAV. 5.13	Indennizzi automatici per tipologia d'utenza – Confronto con il primo semestre 2016	pag. 281
TAV. 5.14	Prestazioni eseguite fuori standard relativamente agli standard generali	pag. 282
TAV. 5.15	Opex _{qc} richiesti e Opex _{qc} approvati per il quadriennio 2016-2019	pag. 285

Indice delle figure

FIG. 1.1	Produzione di petrolio nei primi tre Paesi	pag. 5
FIG. 1.2	Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2014	pag. 8
FIG. 1.3	Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio	pag. 9
FIG. 1.4	Confronto internazionale dei prezzi del gas	pag. 12
FIG. 1.5	Prezzi del GNL nell'area asiatica	pag. 13
FIG. 1.6	Prezzo del gas alla frontiera per fonte di approvvigionamento	pag. 13
FIG. 1.7	Prezzo del gas alla frontiera per Paese importatore	pag. 14
FIG. 1.8	Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere	pag. 14
FIG. 1.9	Prezzo del gas naturale negli hub europei	pag. 15
FIG. 1.10	Prezzi del GNL per aree	pag. 17
FIG. 1.11	Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali	pag. 19
FIG. 1.12	Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA)	pag. 20
FIG. 1.13	Variazione delle emissioni dei settori ETS nel 2016 rispetto al 2015 per Stato membro	pag. 21
FIG. 1.14	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei	pag. 23
FIG. 1.15	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici	pag. 25
FIG. 1.16	Composizione dei prezzi per i consumatori domestici in Europa	pag. 26
FIG. 1.17	Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei	pag. 28
FIG. 1.18	Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali	pag. 28
FIG. 1.19	Composizione dei prezzi per i consumatori industriali in Europa	pag. 29
FIG. 1.20	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici	pag. 30
FIG. 1.21	Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei	pag. 31
FIG. 1.22	Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei	pag. 32
FIG. 1.23	Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali	pag. 33
FIG. 1.24	Intensità energetica del PIL dal 1995	pag. 35
FIG. 1.25	Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995	pag. 35
FIG. 2.1	Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda	pag. 44
FIG. 2.2	Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2016	pag. 45
FIG. 2.3	Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2016	pag. 45
FIG. 2.4	Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili	pag. 49
FIG. 2.5	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante	pag. 50
FIG. 2.6	Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte	pag. 50
FIG. 2.7	Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013	pag. 51
FIG. 2.8	Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia	pag. 66
FIG. 2.9	Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2016	pag. 66
FIG. 2.10	Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2016	pag. 67
FIG. 2.11	Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione dell'MI nel 2016	pag. 67
FIG. 2.12	Prezzi medi nel 2016 del prodotto baseload di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione	pag. 68
FIG. 2.13	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione	pag. 73
FIG. 2.14	Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e per tipologia di mercato	pag. 74
FIG. 2.15	Consumi e clienti serviti in maggior tutela nel 2016	pag. 77
FIG. 2.16	Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2016	pag. 81
FIG. 2.17	Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2016	pag. 83
FIG. 2.18	Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione	pag. 84
FIG. 2.19	Distribuzione del numero di offerte rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	pag. 90
FIG. 2.20	Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013	pag. 92
FIG. 2.21	Venditori del servizio di salvaguardia	pag. 97
FIG. 2.22	Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi anni	pag. 101

FIG. 2.23	Livello dei prezzi nell'ultimo triennio	pag. 102
FIG. 2.24	Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 103
FIG. 2.25	Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	pag. 104
FIG. 2.26	Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW	pag. 104
FIG. 2.27	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione	pag. 109
FIG. 2.28	Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione	pag. 109
FIG. 2.29	Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 109
FIG. 2.30	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione	pag. 110
FIG. 2.31	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione	pag. 110
FIG. 2.32	Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici	pag. 110
FIG. 2.33	Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2016	pag. 113
FIG. 2.34	Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2016	pag. 114
FIG. 2.35	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2016	pag. 121
FIG. 2.36	Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione nel 2016	pag. 121
FIG. 2.37	Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2016	pag. 121
FIG. 2.38	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2016	pag. 122
FIG. 2.39	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2016	pag. 122
FIG. 2.40	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2016	pag. 122
FIG. 2.41	Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2016	pag. 123
FIG. 3.1	Consumi di gas naturale per settore	pag. 127
FIG. 3.2	Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980	pag. 131
FIG. 3.3	Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2016	pag. 131
FIG. 3.4	Immissioni in rete negli ultimi due anni	pag. 133
FIG. 3.5	Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza	pag. 133
FIG. 3.6	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2016, secondo la durata intera	pag. 135
FIG. 3.7	Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2016, secondo la durata residua	pag. 136
FIG. 3.8	Attività di trasporto dal 2007	pag. 138
FIG. 3.9	Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici	pag. 142
FIG. 3.10	Gruppi di misura elettronici e tradizionali dal 2013 per tipologia di cliente	pag. 153
FIG. 3.11	Sottoscrittori del PSV dal 2008	pag. 161
FIG. 3.12	Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 161
FIG. 3.13	Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale	pag. 162
FIG. 3.14	Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas	pag. 165
FIG. 3.15	Tassi di switching dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009	pag. 174
FIG. 3.16	Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori	pag. 175
FIG. 3.17	Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2016	pag. 177
FIG. 3.18	Clienti del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2016	pag. 178
FIG. 3.19	Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi quattro anni	pag. 193
FIG. 3.20	Livello dei prezzi del gas negli ultimi quattro anni	pag. 194
FIG. 3.21	Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei	pag. 194

FIG. 3.22	Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 195
FIG. 3.23	Composizione percentuale all'1 aprile 2017 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo	pag. 196
FIG. 3.24	Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 199
FIG. 3.25	Composizione percentuale all'1 aprile 2017 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo	pag. 199
FIG. 3.26	Percentuale di rete ispezionata dal 2002	pag. 204
FIG. 3.27	Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2016	pag. 204
FIG. 3.28	Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti	pag. 206
FIG. 3.29	Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti	pag. 206
FIG. 3.30	Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace	pag. 207
FIG. 3.31	Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale	pag. 213
FIG. 3.32	Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6	pag. 214
FIG. 4.1	Evoluzione dell'estensione delle reti e della volumetria allacciata	pag. 222
FIG. 4.2	Quota di mercato degli operatori in base alla volumetria allacciata	pag. 224
FIG. 4.3	Operatori suddivisi in base al numero di utenti	pag. 225
FIG. 4.4	Grado di diffusione dei diversi approcci metodologici per la determinazione del prezzo di fornitura del calore	pag. 226
FIG. 4.5	Numero di operatori che adottano standard di qualità relativi ad avvio e chiusura del rapporto contrattuale	pag. 229
FIG. 4.6	Numero di operatori che adottano standard di qualità relativi alla gestione del rapporto contrattuale	pag. 229
FIG. 4.7	Standard di qualità applicati relativi ad avvio e chiusura del rapporto contrattuale: statistiche descrittive	pag. 230
FIG. 4.8	Standard di qualità applicati relativi alla gestione del rapporto contrattuale: statistiche descrittive	pag. 230
FIG. 4.9	Standard di qualità per il tempo di esecuzione dell'allaccio in relazione al numero di utenti	pag. 231
FIG. 4.10	Standard di qualità per il tempo di disattivazione in relazione al numero di utenti	pag. 231
FIG. 4.11	Standard di qualità per il tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento in relazione al numero di utenti	pag. 231
FIG. 4.12	Standard di qualità per il tempo di verifica del misuratore in relazione al numero di utenti	pag. 232
FIG. 4.13	Standard di qualità per il tempo di risposta motivata a reclami scritti in relazione al numero di utenti	pag. 232
FIG. 4.14	Periodo di installazione prevalente dei contatori di calore e tipo di omologazione	pag. 233
FIG. 4.15	Periodicità di raccolta del dato di misura e criteri in base ai quali gli esercenti differenziano la frequenza di rilevazione	pag. 233
FIG. 4.16	Periodicità e frequenza di fatturazione	pag. 234
FIG. 4.17	Standard di qualità applicati relativi alla fatturazione: numero di operatori che adottano standard	pag. 235
FIG. 4.18	Standard di qualità applicati relativi alla fatturazione: statistiche descrittive	pag. 235
FIG. 5.1	Copertura per macroarea geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie e dalle determinazioni d'ufficio dell'AEEGSI	pag. 242
FIG. 5.2	Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'AEEGSI	pag. 242
FIG. 5.3	Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti	pag. 243
FIG. 5.4	Quota degli investimenti programmati per Quadrante della matrice di schemi regolatori	pag. 244
FIG. 5.5	Composizione del vincolo ai ricavi del gestore nel 2016	pag. 245
FIG. 5.6	Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per macroarea geografica nel 2016	pag. 246
FIG. 5.7	Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2016	pag. 246
FIG. 5.8	Variazione media per macroarea dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2016	pag. 247
FIG. 5.9	Investimenti pro capite netti per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019	pag. 249
FIG. 5.10	Investimenti pro capite lordi per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019	pag. 249
FIG. 5.11	Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2016-2019	pag. 250

FIG. 5.12	Dinamica della RAB nel quadriennio 2016-2019	pag. 250
FIG. 5.13	Incidenza dei volumi erogati per uso nel 2015	pag. 251
FIG. 5.14	Variabilità della spesa media annua nel 2016	pag. 254
FIG. 5.15	Distribuzione degli investimenti programmati	pag. 256
FIG. 5.16	Criticità che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti	pag. 256
FIG. 5.17	Lunghezza delle reti di adduzione e distribuzione sul totale della rete acquedottistica principale	pag. 257
FIG. 5.18	Età di posa della rete acquedottistica principale	pag. 258
FIG. 5.19	Percentuale dei volumi prelevati dalle differenti fonti di approvvigionamento per uso idropotabile	pag. 258
FIG. 5.20	Lunghezza della rete sottoposta alla ricerca di perdite	pag. 259
FIG. 5.21	Percentuale di campioni di acqua destinata al consumo umano non conformi al decreto legislativo n. 31/01	pag. 260
FIG. 5.22	Popolazione con gestori che hanno adottato il Water Safety Plans	pag. 260
FIG. 5.23	Consumi di energia elettrica per il servizio di acquedotto	pag. 261
FIG. 5.24	Criticità delle attività di approvvigionamento che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti	pag. 261
FIG. 5.25	Criticità delle attività di potabilizzazione che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti	pag. 262
FIG. 5.26	Criticità delle attività di distribuzione che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti	pag. 262
FIG. 5.27	Tipologie di rete fognaria	pag. 263
FIG. 5.28	Età di posa della rete fognaria principale	pag. 264
FIG. 5.29	Criticità del servizio di fognatura che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti	pag. 264
FIG. 5.30	Impianti con telecontrollo e impianti soggetti a diagnosi energetica	pag. 265
FIG. 5.31	Ripartizione degli impianti per tipologia di trattamento	pag. 266
FIG. 5.32	Ripartizione del carico depurato per tipologia di trattamento	pag. 267
FIG. 5.33	Ripartizione del carico depurato per origine	pag. 267
FIG. 5.34	Destinazione dei fanghi di depurazione	pag. 268
FIG. 5.35	Riutilizzo delle acque reflue depurate	pag. 268
FIG. 5.36	Consumi di energia elettrica per il servizio di depurazione	pag. 269
FIG. 5.37	Criticità del servizio di depurazione che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti	pag. 269
FIG. 5.38	Panel 2015-2016 – Composizione e copertura della popolazione per area geografica	pag. 271
FIG. 5.39	Rispetto degli standard garantiti – Livello effettivo non inferiore al garantito per il periodo 2014-2016	pag. 272
FIG. 5.40	Rispetto degli standard garantiti su avvio e cessazione del rapporto contrattuale	pag. 274
FIG. 5.41	Rispetto degli standard garantiti sulla gestione del rapporto contrattuale	pag. 274
FIG. 5.42	Ripartizione geografica del panel 2016	pag. 277
FIG. 5.43	Popolazione servita dal Panel 2016 – Ripartizione per area geografica	pag. 277
FIG. 5.44	Ripartizione geografica della popolazione servita dal gestore con Carta dei servizi aggiornata	pag. 278
FIG. 5.45	Rispetto degli standard specifici per area	pag. 280
FIG. 5.46	Casi con diritto all'indennizzo e indennizzi automatici medi per area	pag. 281
FIG. 5.47	Gestioni adempienti e gestioni inadempienti per singolo standard generale	pag. 283
FIG. 5.48	Rispetto degli standard generali per area	pag. 283
FIG. 5.49	Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo – Per area	pag. 284
FIG. 5.50	Opex _{qc} approvati nel quadriennio 2016-2019 pro capite – Per area	pag. 284

1.

Contesto internazionale
e nazionale

Mercati internazionali dei prodotti energetici

Economia internazionale

Nel 2016 l'economia globale ha ulteriormente rallentato il tasso di crescita, sceso dal 3,4% del 2015 al 3,1%, per effetto soprattutto della nuova frenata delle economie asiatiche. Non sono state sufficienti le politiche governative espansive della Cina, che hanno comunque mantenuto lo sviluppo al 6,7% nel 2016, contro il 6,9% dell'anno prima. Un rallentamento più marcato ha sofferto l'India, da 7,9% a 6,8%, anche a causa della demonetizzazione forzata dell'economia interna, imposta a sorpresa dal governo nell'ultimo bimestre 2016,

per combattere corruzione ed evasione fiscale, ma che ha causato immediati contraccolpi negativi sulla domanda interna, rallentando scambi e crescita. Fra le economie avanzate, gli Stati Uniti hanno segnato un tasso di espansione positivo nel 2016 all'1,6%, ritmo nettamente inferiore rispetto a quello dell'anno prima. La crescita del Giappone è stata sostenuta dall'inatteso aumento delle esportazioni, mentre in Europa le economie di Germania e Spagna hanno goduto della forte domanda interna. L'Area euro rimane caratterizzata da tassi di sviluppo assai inferiori alla media mondiale e l'Italia si conferma tra i Paesi a più bassa crescita.

AGGREGATO MONDIALE	2012	2013	2014	2015	2016	PREVISIONE APRILE 2017	2018
Mondo	3,5	3,4	3,5	3,4	3,1	3,5	3,6
Economie avanzate	1,2	1,3	2,0	2,1	1,7	2,0	2,0
Stati Uniti	2,2	1,7	2,4	2,6	1,6	2,3	2,5
Unione europea	-0,4	0,3	1,7	2,4	2,0	2,0	1,8
Area euro	-0,9	-0,3	1,2	2,0	1,7	1,7	1,6
Giappone	1,5	2,0	0,3	1,2	1,0	1,2	0,6
Comunità Stati indipendenti	3,5	2,1	1,1	-2,2	0,3	1,7	2,1
Paesi asiatici in via di sviluppo	7,0	6,9	6,8	6,7	6,4	6,4	6,4
Cina	7,9	7,8	7,3	6,9	6,7	6,6	6,2
India	5,5	6,5	7,2	7,9	6,8	7,2	7,7
Asean-5	6,2	5,1	4,6	4,8	4,9	5,0	5,2
America Latina e Caraibi	3,0	2,9	1,2	0,1	-1,0	1,1	2,0
Medio Oriente e Nord Africa	5,5	2,1	2,7	2,6	3,8	2,3	3,2
Africa sub-sahariana	4,3	5,3	5,1	3,4	1,4	2,6	3,5

Fonte: FMI, *World Economic Outlook Database*, aprile 2017.

TAV. 1.1

Tassi di crescita
dell'economia mondiale
Valori percentuali

Nella seconda parte del 2016, nei Paesi avanzati come in quelli industrializzati in via di sviluppo, è aumentata la domanda di beni durevoli e sono saliti gli investimenti produttivi. La Cina ha potenziato infrastrutture ed edilizia, politica confermata anche nel 2017. La crescita di Pechino è ormai caratterizzata da ritmi di molto inferiori a quelli del periodo 2000-2015, sebbene sempre soddisfacenti. Ci si attende un più elevato contributo del settore servizi al PIL nazionale, così come che la domanda interna da consumi privati sostituisca gradualmente le esportazioni nella creazione della ricchezza nazionale. Le agevoli condizioni di credito interno continueranno, in ogni caso, a sostenere le imprese cinesi anche nel prossimo futuro.

Pure la nuova amministrazione USA dovrebbe confermare la scelta di sostegno degli investimenti in infrastrutture. Nella seconda metà del 2016 le imprese USA hanno cominciato ad aumentare le loro aspettative in merito alla domanda attesa. Tale ottimismo è stato rafforzato dall'elezione di Donald Trump alla presidenza l'8

novembre 2016. Il nuovo clima ha favorito anche la crescita dei mercati finanziari che, sotto la spinta del taglio alle tasse annunciato da Trump nell'aprile 2017, hanno raggiunto nuovi massimi storici negli indici azionari.

L'instabilità politica e militare dei Paesi esportatori di materie prime, energetiche e non, impedisce loro di sfruttare appieno le potenzialità di crescita, anche se si stanno avvantaggiando dell'aumento dei prezzi del primo trimestre 2017. L'indice generale delle quotazioni delle materie prime è salito del 31% rispetto allo stesso periodo del 2016. Queste nazioni rimangono eccessivamente dipendenti dall'esportazione di materie prime e quindi sono molto esposte all'instabilità dei loro prezzi. La diversificazione di tali economie, verso settori a maggiore valore aggiunto, rimane fortemente ostacolata dalle tensioni politiche interne le quali, paradossalmente, spesso sono alimentate dalle rendite da esportazioni di materie prime.

Mercato internazionale del petrolio

Come spesso accaduto in passato, il 2016 è stato un anno di instabilità per il mercato petrolifero, con minimi sotto i 30 \$/b a gennaio, seguiti da un recupero oltre i 50 \$/b a dicembre. Le oscillazioni sono state causate dal perdurare dell'eccesso di offerta, maturato nei precedenti due anni, su cui i Paesi produttori hanno cercato di intervenire solo a fine 2016. Dopo mesi di discussioni, membri OPEC e produttori non OPEC si sono accordati per tagli alla produzione che, per diversi aspetti, hanno carattere storico. A inizio 2017 pesa ancora l'eccesso accumulato nei precedenti due anni, ossia da quando l'Arabia Saudita, a metà 2014, decise di difendere le quote di mercato a scapito dei prezzi. Le scorte commerciali dei Paesi OCSE sono a record storici, prossimi a 3 miliardi di barili. Il riequilibrio cui puntano i produttori, per riportare i prezzi in crescita, potrà essere raggiunto solo a fine 2017,

quando il calo delle scorte dovrebbe essere più consistente, per la ripresa stagionale dei consumi e per il consolidamento dei tagli produttivi.

Domanda e offerta

I consumi di petrolio hanno raggiunto un nuovo record storico nel 2016, a 96,6 milioni di b/g, confermando la regola, che dura sostanzialmente da mezzo secolo, dell'incremento annuale di 1,5 milioni di b/g, un volume addizionale pari a quasi una volta e mezzo la domanda dell'Italia. Nonostante i tentativi di diversificazione a favore delle fonti rinnovabili, la crescita dei consumi rimane sostenuta e un nuovo picco verrà raggiunto nel 2017, a 97,9 milioni di b/g.

TAV. 1.2

	2012	2013	2014	2015	2016	PREVISIONE 2017
Paesi OCSE	45,9	46,1	45,8	46,4	46,9	46,8
America ^(A)	23,6	24,2	24,2	24,6	24,7	24,7
Europa ^(B)	13,8	13,6	13,5	13,7	14,1	14,2
Asia-Oceania ^(C)	8,5	8,3	8,1	8,0	8,1	8,0
Paesi non OCSE	44,6	45,6	47,2	48,6	46,9	51,1
Russia e altri Paesi ex URSS	4,6	4,5	4,7	4,6	4,8	4,9
Europa	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7	0,7
Cina	9,8	10,4	10,8	11,5	11,9	12,3
Altri Asia	11,6	11,7	12,0	12,5	13,1	13,7
America Latina	6,4	6,6	6,8	6,8	6,6	6,7
Medio Oriente	7,8	8,0	8,4	8,4	8,4	8,6
Africa	3,8	3,8	3,8	4,1	4,2	4,3
Totale mondo	90,6	91,7	93,0	94,9	96,6	97,9

(A) Canada, Cile, Messico e Stati Uniti.

(B) Austria, Belgio, Repubblica Ceca, Danimarca, Estonia, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Ungheria, Islanda, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Norvegia, Polonia, Portogallo, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia e Regno Unito.

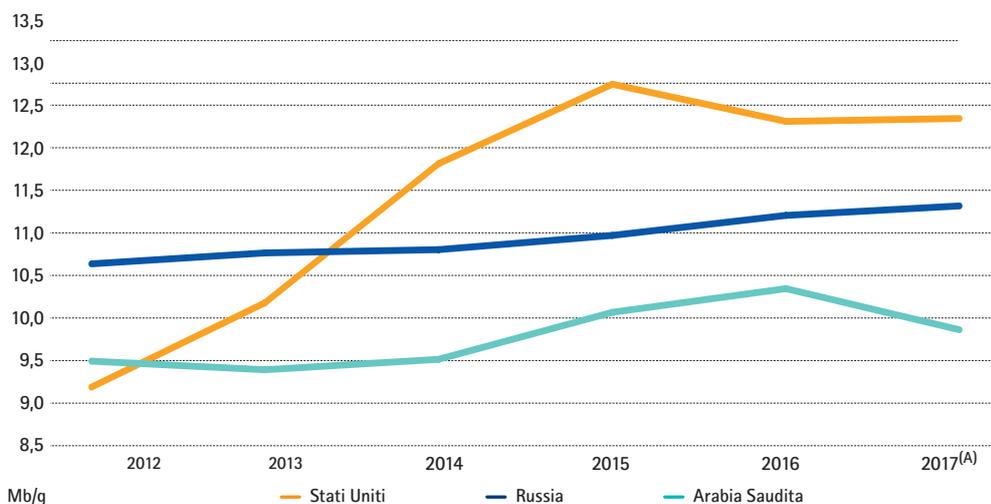
(C) Australia, Giappone, Corea e Nuova Zelanda; dal 2012 anche Israele.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2017.

Domanda mondiale di petrolio dal 2012 al 2016 e previsione per il 2017
Milioni di barili/giorno

FIG. 1.1

Produzione di petrolio nei primi tre Paesi
Milioni di barili/giorno



(A) Media primo trimestre

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati AIE.

La soglia dei 100 milioni di b/g di domanda verrà probabilmente raggiunta a metà 2018. Tale livello sarà superiore di 35 milioni di b/g rispetto a 30 anni prima, nonostante i consumi di petrolio siano stati previsti in calo da molti osservatori nei decenni successivi. Anche nei Paesi OCSE, dove si sono diffuse nuove tecnologie e l'efficienza energetica è maggiore, la domanda cresce, seppur lentamente. In Europa, dopo anni di ristagno, si registra un incremento di 0,4 milioni di b/g che, nel 2016, ha portato i consumi a 14,1 milioni di b/g, sebbene nel 2017 la

crescita dovrebbe tornare moderata. Nel mercato petrolifero più importante al mondo, quello del Nord America, nel 2016 i consumi sono cresciuti di appena 0,1 milioni di b/g, arrivando a 24,7 milioni di b/g, valore che dovrebbe essere confermato anche nel 2017. È il cambiamento più rimarchevole, che lascia prevedere un imminente picco di domanda nei Paesi più avanzati, grazie a nuovi comportamenti e tecnologie nel settore della mobilità, dove oggi dominano poco contrastati i carburanti petroliferi. Negli Stati Uniti, in particolare, Paese grande

consumatore di benzina, si riscontrano una stagnazione dei consumi e addirittura un calo nella prima parte del 2017; tale dinamica rallenta la ripresa dei prezzi del greggio.

La crescita dei consumi di petrolio prosegue sostenuta nei Paesi non OCSE, soprattutto in Asia. Si conferma il rallentamento della Cina, che incrementa i consumi di 0,4 milioni di b/g, raggiungendo 11,9 milioni di b/g nel 2016, contro i balzi fino a 0,8 milioni di b/g negli anni passati. Alla Cina si sostituiscono in parte altri Paesi asiatici, mentre l'India rimane lontana dai picchi di Pechino.

Dopo due anni e mezzo di forte competizione che ha portato a un eccesso di offerta non ancora risolto a metà 2017, nel 2016 sono stati raggiunti due accordi storici: uno fra produttori OPEC, l'altro fra Paesi non OPEC. Il 30 novembre 2016, l'OPEC

ha siglato l'accordo per limitare la produzione di 1,2 milioni di b/g, rispetto al livello di ottobre 2016. Proprio in vista dei tagli, tutti i produttori avevano spinto al massimo i loro ritmi estrattivi, con il risultato che a ottobre 2016 la produzione OPEC era al picco assoluto mai raggiunto in passato di 33,3 milioni di b/g. Il 10 dicembre 2016, un gruppo di undici Paesi non OPEC, guidati dalla Russia, ha deciso di appoggiare l'azione del cartello con un taglio di complessivi 0,6 milioni di b/g. L'accordo OPEC rappresenta una netta inversione rispetto ai precedenti due anni, con un grado di coesione e riduzione che non si vedeva dalla fine degli anni '90. Allora il crollo dei prezzi sotto 10 \$/b forzò un'iniziativa simile, che divenne la base per il trend rialzista degli anni 2000 che portò al picco assoluto di 140 \$/b a luglio 2008.

TAV. 1.3

Produzione mondiale di petrolio dal 2012 al 2016 e previsione per il 2017
Milioni di barili/giorno

	2012	2013	2014	2015	2016	PREVISIONE 2017
Paesi OCSE	19,8	21,0	22,9	23,9	23,4	23,8
Americhe	15,8	17,2	19,1	20,0	19,5	19,9
Europa	3,5	3,3	3,3	3,5	3,5	3,5
Asia-Oceania	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4
Paesi non OCSE e non OPEC	29,0	29,3	29,6	30,0	29,7	29,6
Russia e altri Paesi ex URSS	13,6	13,9	13,9	14,0	14,2	14,3
Paesi europei non membri OCSE	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Cina	4,2	4,2	4,2	4,3	4,0	3,8
Resto Asia	3,5	3,5	3,5	3,6	3,6	3,5
America Latina	4,2	4,2	4,4	4,6	4,5	4,7
Medio Oriente	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2
Africa	2,0	2,0	2,1	2,1	1,9	1,9
Altro non OPEC						
Miglioramenti di raffinazione	2,1	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3
Biocarburanti ^(A)	1,9	2,1	2,2	2,3	2,4	2,4
Totale non OPEC	52,8	54,5	57,0	58,5	57,7	58,1
Totale OPEC ^(B)	37,9	36,7	36,8	38,1	39,3	38,7
Greggio	31,5	30,6	30,5	31,6	32,6	31,9
Gas liquidi	6,4	6,1	6,3	6,5	6,7	6,8
Totale mondo	90,7	91,2	93,7	96,6	97,0	96,8
Variazione scorte ^(C)	0,1	-0,5	0,7	1,6	0,4	0,2

(A) Biocarburanti prodotti in Paesi diversi dal Brasile e dagli Stati Uniti.

(B) Riferito ai Paesi appartenenti all'OPEC all'1 gennaio 2009. Il dato del 2013 è calcolato come differenza tra il fabbisogno mondiale e la produzione non OPEC, nell'ipotesi di una variazione delle scorte uguale a zero.

(C) Calcolata come differenza tra fabbisogno e offerta, include le scorte industriali e strategiche di greggio e derivati del petrolio, petrolio in transito o stoccato sulle petroliere e differenze statistiche.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2017.

L'accordo dei Paesi non OPEC è storico in quanto è la prima volta che un gruppo di Paesi così nutrito si impegna a ridurre la produzione. La Russia, diversamente dal passato, ha dimostrato impegno nel rispettare le promesse. Nel 2016 la produzione OPEC ha raggiunto il record medio annuale di 32,6 milioni di b/g, maggiore di un milione di b/g rispetto a quello dell'anno

prima, mentre nel 2017 dovrebbe scendere a 31,9 milioni di b/g. Primo produttore mondiale rimangono gli Stati Uniti, ma l'output, dopo anni di continua crescita, ha risentito dei prezzi bassi ed è sceso a 12,5 milioni di b/g. Russia e Arabia Saudita seguono, rispettivamente, con 11,2 milioni di b/g e 10,1 milioni di b/g.

	2015					2016					2017 ^(A)
	I	II	III	IV	MEDIA	I	II	III	IV	MEDIA	
Algeria	1,11	1,11	1,12	1,11	1,11	1,1	1,09	1,13	1,12	1,11	1,05
Angola	1,77	1,76	1,77	1,76	1,77	1,77	1,74	1,72	1,61	1,71	1,63
Ecuador	0,55	0,55	0,53	0,54	0,54	0,54	0,55	0,55	0,54	0,55	0,52
Gabon	0,23	0,23	0,23	0,21	0,23	0,22	0,23	0,23	0,22	0,23	0,20
Iran	2,82	2,85	2,87	2,89	2,86	3,15	3,59	3,67	3,81	3,56	3,79
Iraq	3,5	3,94	4,25	4,28	3,99	4,28	4,30	4,43	4,62	4,41	4,43
Kuwait	2,8	2,77	2,78	2,78	2,78	2,83	2,81	2,92	2,86	2,86	2,71
Libia	0,37	0,46	0,38	0,4	0,40	0,36	0,32	0,31	0,57	0,39	0,66
Nigeria	1,81	1,77	1,8	1,84	1,81	1,76	1,53	1,25	1,46	1,50	1,39
Qatar	0,67	0,66	0,64	0,66	0,66	0,66	0,66	0,64	0,64	0,65	0,60
Arabia Saudita	9,87	10,34	10,29	10,18	10,17	10,21	10,32	10,61	10,55	10,42	9,90
Emirati Arabi Uniti	2,84	2,87	2,92	2,89	2,88	2,81	2,97	3,12	3,13	3,01	2,94
Venezuela	2,39	2,43	2,4	2,38	2,40	2,34	2,25	2,19	2,12	2,23	2,04
TOTALE	30,73	31,73	31,98	31,92	31,59	32,03	32,36	32,77	33,25	32,60	31,87

(A) Media primo trimestre.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, varie edizioni.

	PRODUZIONE SOSTENIBILE					CAPACITÀ DI RISERVA				
	2013	2014	2015	2016	2017 ^(A)	2013	2014	2015	2016	2017 ^(A)
Algeria	1,20	1,17	1,14	1,12	1,13	0,05	0,05	0,03	0,01	0,00
Angola	1,80	1,80	1,80	1,81	1,78	0,18	0,08	0,01	0,01	0,13
Ecuador	0,53	0,57	0,57	0,55	0,56	0,00	0,02	0,03	0,01	0,02
Gabon	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Iran	2,90	2,90	3,60	3,60	3,75	0,15	0,06	0,80	0,30	0,03
Iraq	3,20	3,60	4,04	4,35	4,66	0,13	0,00	0,06	0,16	0,02
Kuwait	3,00	2,85	2,82	2,83	2,93	0,19	0,09	0,04	0,00	0,12
Libia	1,40	0,85	0,49	0,40	0,65	1,17	0,41	0,08	0,06	0,03
Nigeria	2,00	2,00	1,89	1,90	1,70	0,08	0,13	0,09	0,20	0,31
Arabia Saudita	12,40	12,40	12,29	12,26	12,20	2,58	2,78	2,10	2,07	1,72
Qatar	0,75	0,73	0,70	0,67	0,67	0,03	0,06	0,04	0,00	0,04
Emirati Arabi Uniti	2,90	2,90	2,93	2,93	3,14	0,14	0,14	0,04	0,20	0,01
Venezuela	2,60	2,60	2,50	2,46	2,20	0,16	0,18	0,08	0,11	0,08
TOTALE	34,91	34,60	35,00	35,11	35,60	4,86	4,00	3,40	3,13	2,51

(A) Riferite al periodo gennaio-marzo 2017.

Fonte: AIE, *Oil Market Report*, aprile 2017.

TAV. 1.4

Produzione trimestrale di greggio OPEC
Milioni di barili/giorno

TAV. 1.5

Produzione sostenibile e capacità di riserva riferite a fine anno
Milioni di barili/giorno

Prezzi dei greggi

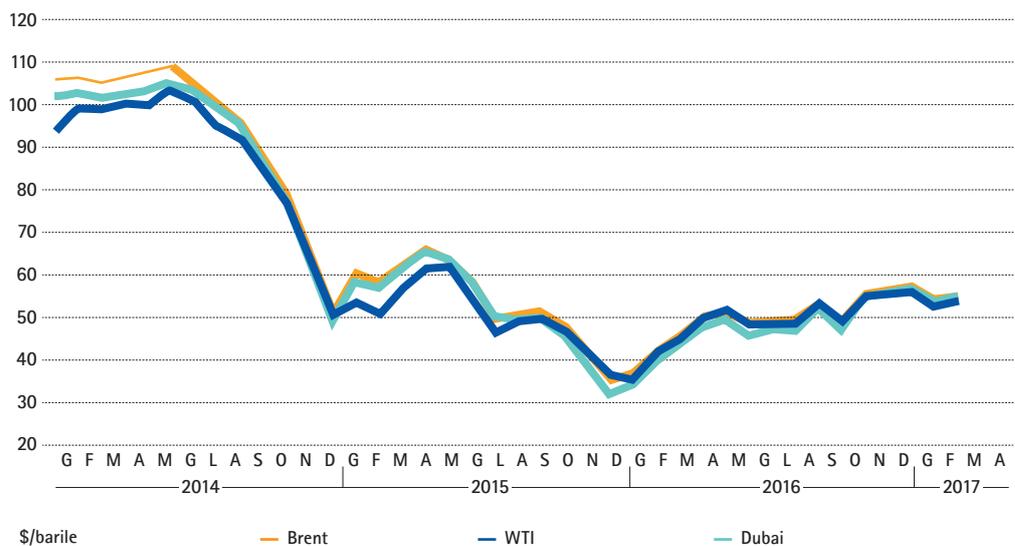
Come più sopra anticipato, i prezzi del Brent, greggio di riferimento per l'Europa, sono scesi a un minimo di 30 \$/b a gennaio 2016, data la pressione del forte eccesso di offerta, imboccando in seguito un trend crescente fino a 54 \$/b in dicembre, sulla scia degli accordi annunciati dai Paesi produttori. Successivamente, nonostante l'entrata in vigore degli impegni di taglio alla produzione, l'andamento rialzista si è interrotto e i prezzi, nella prima parte del 2017, hanno oscillato sopra alla soglia dei 50 \$/b. La relativa stabilità si è verificata perché, da un lato, i tagli dei produttori sono stati in linea con le promesse ma, dall'altro, le alte scorte accumulate, la ripresa della produzione USA e il rallentamento della domanda hanno rinviato, al periodo compreso tra la fine del 2017 e l'inizio del 2018, il ritorno del mercato a maggiore equilibrio. Al ribasso ha contribuito la produzione statunitense che, dopo l'interruzione del 2016, nel 2017 ha ripreso a salire, grazie al rimbalzo dei prezzi e, soprattutto, per effetto dell'abbassamento dei costi delle produzioni non convenzionali. Nel 2013, quando i prezzi erano stabilmente sopra i 100 \$/b, i costi di produzione nel Texas, in particolare nell'area leader di Midland, venivano

stimati intorno a 80-90 \$/b. Nella prima metà del 2017, grazie al continuo processo di innovazione tecnologica, i costi sono scesi a 30-40 \$/b, livelli che consentono margini abbondanti anche a prezzi del greggio di 50 \$/b. Ne segue una crescita stabile della produzione americana, destinata a continuare anche nel 2017. L'espansione della produzione USA è, tuttavia, inferiore al taglio OPEC e non OPEC: a inizio 2017 è più elevata di 0,5 milioni di b/g rispetto a un anno prima, mentre il taglio dei produttori è dell'ordine di 1,6 milioni di b/g.

Gli elementi che più sostengono i prezzi sono la volontà dell'Arabia Saudita di mantenere stabile la sua produzione e di collaborare anche con l'Iran. Storicamente è la relazione fra questi due produttori del Medio Oriente che più condiziona l'andamento dei prezzi. In caso di disaccordo, la produzione saudita sale e i prezzi scendono; la collaborazione, come avviene dal novembre 2016, favorisce il calo della produzione saudita e la maggiore disciplina degli altri membri OPEC, con effetti di sostegno sui prezzi. Tale linea è stata rafforzata dalla rielezione, in Iran, del riformista Rohani nel maggio 2017 e dal ritorno a relazioni privilegiate fra Stati Uniti e Arabia Saudita, con la nuova amministrazione Trump che ha in parte corretto il raffreddamento maturato durante la presidenza Obama.

FIG. 1.2

Prezzo dei greggi Brent, WTI e Dubai dal 2014



Fonte: Platts.



FIG. 1.3

Prezzo del greggio Brent e andamento del cambio
€/barile per il Brent e la media dell'anno; €/€ per il cambio

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Platts e Banca d'Italia.

Mercato internazionale del gas naturale

Domanda di gas naturale

Nel 2016 la domanda mondiale di gas naturale ha registrato un aumento dell'1,6%, trainata dalla crescita dei consumi in Cina, India, Europa e Medio Oriente. Nonostante un lieve rallentamento della crescita economica, in Cina il calo della produzione interna di carbone

ha originato una maggiore richiesta di gas naturale per la generazione elettrica; a questa si è aggiunto l'effetto di un inverno rigido che ha portato i consumi di gas cinesi a salire dell'8%.

Il calo dei prezzi e la maggiore offerta di GNL nel bacino del Pacifico hanno condotto a un aumento del consumo di gas anche in India, dove è salito del 9,5%.

	2012	2013	2014	2015	2016
Paesi OCSE	1.603	1.618	1.602	1.623	1.663
Paesi ex URSS	586	571	569	590	594
Altri Paesi	1.157	1.192	1.222	1.185	1.195
TOTALE MONDO	3.346	3.381	3.393	3.398	3.452
di cui Unione europea	476	471	415	434	466

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati AIE, BP e Cedigaz.

TAV. 1.6

Consumo di gas naturale nelle principali aree del mondo
G(m³)

TAV. 1.7

Bilancio del gas naturale
nell'area OCSE
G(m³)

AREA DI CONSUMO	2012	2013	2014	2015	2016
OCSE Americhe					
Produzione interna	894	900	943	979	967
Saldo import/export	12	4	1	-8	-13
Disponibilità	906	904	944	971	954
Variazione scorte	-3	-19	9	16	-11
Consumo apparente	908	922	935	955	965
Consumo effettivo	894	906	926	947	962
OCSE Asia-Oceania					
Produzione interna	61	67	72	71	74
Saldo import/export	145	149	147	139	126
Disponibilità	206	216	219	210	200
Variazione scorte	-2	1	1	-0,5	-2
Consumo apparente	208	215	218	211	202
Consumo effettivo	206	210	213	206	199
OCSE Europa					
Produzione interna	274	269	252	246	244
Saldo import/export	228	230	208	224	247
Disponibilità	502	499	460	470	491
Variazione scorte	0	-3	7	-3	-12
Consumo apparente	502	503	454	473	503
Consumo effettivo	503	503	452	470	502
Totale OCSE					
Produzione interna	1.230	1.236	1.267	1.296	1.286
Saldo import/export	385	383	357	355	359
Disponibilità	1.614	1.619	1.624	1.651	1.645
Variazione scorte	-4	-21	18	13	-25
Consumo apparente	1.619	1.640	1.606	1.638	1.670
Consumo effettivo	1.603	1.618	1.602	1.623	1.663

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, gennaio 2017.

Tra le aree OCSE, nonostante un rallentamento della crescita (+1,6%), l'area OCSE America permane la zona di maggior consumo, rappresentando il 28% dei consumi mondiali. L'area OCSE europea ha registrato la crescita maggiore tra le economie avanzate, con un incremento dei consumi del 6,8%. Sono diminuiti, invece, i consumi nei Paesi asiatici dell'OCSE: il calo della domanda di gas per la produzione elettrica in Giappone e Corea del Sud, coinciso con il maggior apporto del nucleare, ha portato la richiesta di gas a scendere del 3,4% (Tav. 1.7).

La discesa dei prezzi del petrolio ha avuto ricadute positive sui prezzi del gas naturale, favorendo anche le ricontrattazioni di contratti *take or pay*; in Europa, la concorrenza tra importazioni di gas via tubo, GNL e carbone ha avuto effetti significativi sulla domanda di gas, accelerandone il recupero soprattutto nel comparto termoelettrico.

Per il secondo anno consecutivo, i consumi dell'Unione europea sono stati

in ascesa; dopo il +4,4% registrato nel 2015, la ripresa della domanda degli impianti termoelettrici e le rigide temperature dell'ultima parte dell'anno hanno portato la domanda di gas europea a 466 G(m³), il 7,3% in più rispetto al 2015. È un recupero significativo, che però rimane ancora inferiore rispetto alle medie rilevate negli anni antecedenti al 2014. Tra i Paesi dell'Unione, quelli che hanno fatto registrare gli incrementi più rilevanti sono stati Grecia (29%), Estonia (25%), Lettonia (17%), Irlanda (16%) e Regno Unito (13%). Italia e Germania hanno visto i propri consumi aumentare, rispettivamente, del 5% e del 9,6%. In termini assoluti, la Germania rimane il primo consumatore europeo di gas naturale, rappresentando il 19% del totale dell'Unione, seguita da Regno Unito e Italia (rispettivamente 17% e 15%), Francia e Paesi Bassi, che hanno consumato il 9% del totale dell'Unione europea nel 2015 (Tav. 1.8).

TAV. 1.8

Consumi di gas naturale
nell'Unione europea
G(m³)

	2012	2013	2014	2015	2016	DIFFERENZA 2016-2012
Austria	9,0	8,5	7,8	8,3	8,7	-0,3
Belgio	17,9	17,7	15,6	16,8	17	-0,9
Bulgaria	2,8	2,9	2,9	3,1	3,2	0,4
Croazia	2,7	2,5	2,3	2,6	2,7	0
Danimarca	3,9	3,7	3,2	3,2	3,2	-0,7
Estonia	0,7	0,7	0,5	0,4	0,5	-0,2
Finlandia	3,7	3,5	3,1	2,7	2,5	-1,2
Francia	42,6	43,3	36,3	38,8	42,7	0,1
Germania	82,3	90,9	77,9	81,3	89,1	6,8
Grecia	4,3	3,8	2,9	3,1	4	-0,3
Irlanda	4,9	4,7	4,3	4,4	5,1	0,2
Italia	74,9	70,1	61,9	67,5	70,9	-4
Lettonia	1,5	0,6	0,6	0,6	0,7	-0,8
Lituania	3,3	2,7	2,6	2,5	2,1	-1,2
Lussemburgo	1,2	1,0	1	0,9	0,8	-0,4
Paesi Bassi	45,8	46,5	40,6	40,1	42	-3,8
Polonia	18,1	18,3	17,8	18,2	19,1	1
Portogallo	4,6	4,3	4	4,7	5,1	0,5
Regno Unito	78,1	77,4	70,4	72,2	81,8	3,7
Cechia	8,2	8,4	7,5	7,9	8,5	0,3
Romania	13,6	12,6	11,5	11,5	11,5	-2,1
Slovacchia	6,5	5,8	3,2	4,8	4,9	-1,6
Slovenia	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0
Spagna	32,5	29,9	27,1	27,9	28,6	-3,9
Svezia	1,1	1,1	0,9	0,8	0,9	-0,2
Ungheria	10,4	9,3	8,5	9	9,7	-0,7
Unione europea	475,5	471,3	415,2	434,1	466,1	-9,4

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics Information* e *Jodi Gas World Database*.

Offerta di gas naturale

Dopo l'ascesa del 2014 e del 2015, il 2016 ha registrato, nell'area OCSE, una diminuzione di 0,8 G(m³) della produzione di gas naturale. La battuta d'arresto parte dall'area OCSE America, la cui produzione è scesa dell'1,2%, coinvolgendo anche l'Europa, dove il calo è stato dello 0,7%. In controtendenza, invece, è l'area OCSE Asia, che ha visto la propria produzione interna salire del 4,3%. Un dato significativo riguarda le scorte: in tutte le aree OCSE sono scese. In particolare, l'Europa ha segnato una variazione pari a -25 G(m³).

Il calo della produzione ha avuto riflessi diretti sull'import, aumentato del 3,9%, di cui il 58% è proveniente da scambi all'interno dell'OCSE. Per quanto riguarda gli approvvigionamenti da Paesi esterni all'area OCSE, la Russia e il Qatar si confermano come i principali fornitori di gas naturale dei Paesi OCSE. Se però la Russia ha aumentato del 5,3% la quantità di gas esportato, a riprova della centralità del mercato europeo per Mosca, il Qatar ha accusato un calo del 14% dei flussi verso i Paesi OCSE. È un segnale della maggiore attrattività dei mercati asiatici, la cui domanda ha evidenziato una crescita molto più sostenuta rispetto a quella delle economie avanzate (Tav. 1.9).

TAV. 1.9

Importazioni lorde dei Paesi OCSE per area di provenienza
G(m³)

AREA DI PROVENIENZA	2012	2013	2014	2015	2016
America del Nord	130,1	116,8	109,1	107,2	122,5
Asia ^(A)	0,3	0,6	3,1	2,8	2
Europa	5,1	4,0	0,5	0,5	0,4
Altre aree	10,3	9,3	8,9	10	9,6
Totale import area: OCSE Americhe	145,8	130,7	121,6	120,5	134,5
Oceania	23,3	26,0	26,9	29	38,5
Asia ^(A)	99,7	103,3	101,0	96,7	86
Europa e Russia	15,3	15,4	15,5	14,6	16,8
Altre aree	37,0	38,0	36,3	33,1	29,9
Totale import area: OCSE Asia-Oceania	175,2	182,6	179,7	173,4	171,2
Europa	320,2	348,5	346,8	351,2	353,7
Russia	49,7	57,4	51,3	56	58
Asia ^(A)	36,3	30,0	28,4	36	32,7
Altre aree	205,1	196,3	222,3	221	245,2
Totale import area: OCSE Europa	611,3	632,2	648,8	664,3	689,6

(A) Comprende le importazioni dalla penisola arabica.

Fonte: AIE, *Monthly Gas Statistics*, gennaio 2017.

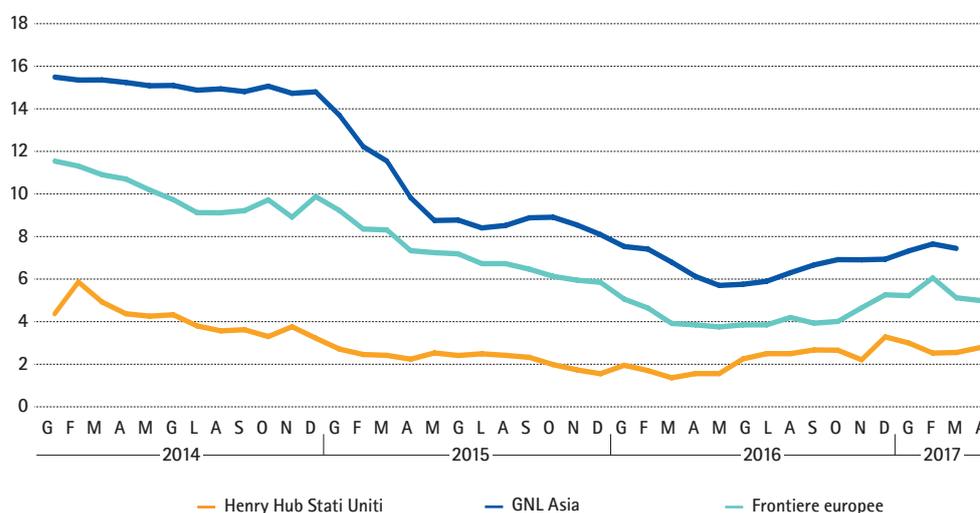
Prezzo del gas

Nel 2016 è continuata, ma in modo meno accentuato, la caduta dei prezzi del gas naturale, con un'inversione di tendenza nell'ultima parte dell'anno, che potrebbe rafforzarsi anche nel 2017. Dopo un avvio d'anno in discesa, trainato anche dalla flessione del prezzo del petrolio, i prezzi del gas naturale nelle tre principali aree di mercato (Stati Uniti, Estremo Oriente ed Europa) hanno invertito la rotta. Tuttavia, se il prezzo del gas negli Stati Uniti nella seconda metà del

2016 ha segnato un recupero delle quotazioni, con un quasi raddoppio dei prezzi che passano dai 1,7 \$/MBtu di marzo ai 3,6 \$/MBtu di dicembre, per il mercato europeo e per quello asiatico il rimbalzo dei prezzi nel secondo semestre è stato molto meno pronunciato: +0,4% Asia, +2,8% Europa. Nel primo caso, la risalita è stata smorzata dall'abbondanza di flussi di GNL verso il Pacifico, che ha permesso di allentare la pressione sui prezzi nel periodo invernale, tradizionalmente contraddistinto da una maggiore domanda e da prezzi più alti. Nel caso dell'Europa, invece, l'aumento dell'esportazione da

FIG. 1.4

Confronto internazionale dei prezzi del gas
\$/MBtu



Fonte: Bloomberg e *World Gas Intelligence*.

Norvegia, Russia e Algeria, nonché l'abbondante capacità di rigassificazione potenzialmente utilizzabile, hanno garantito una maggiore stabilità ai prezzi, anche a fronte di una maggiore richiesta. Il rimbalzo più sostenuto in America ha portato a una riduzione del differenziale storico tra le due sponde dell'Atlantico: dal 2015 al

2016 il premio europeo è diminuito del 60%, con un prezzo che è sceso da 7,3 \$/MBtu a 4,3 \$/MBtu.

La crescente centralità degli *hub* europei e la rinegoziazione di molti contratti di lungo termine hanno favorito il processo di convergenza dei prezzi alla frontiera (Fig. 1.6).

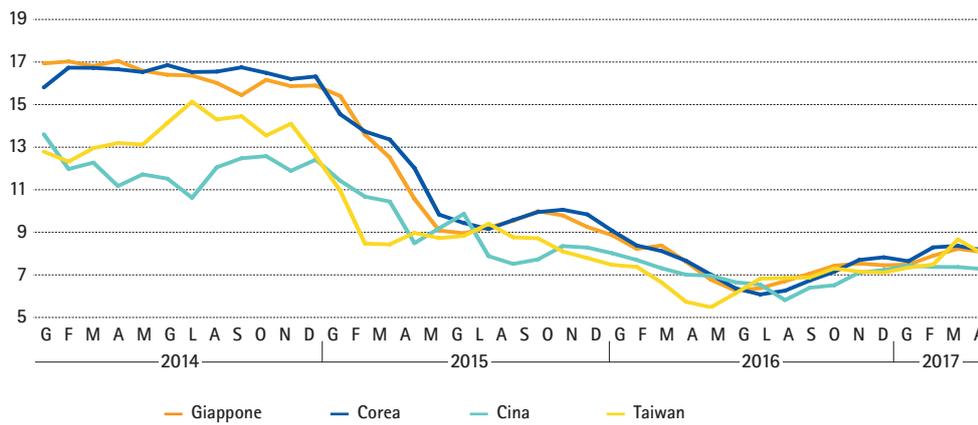


FIG. 1.5

Prezzi del GNL nell'area asiatica
\$/MBtu

Fonte: World Gas Intelligence.

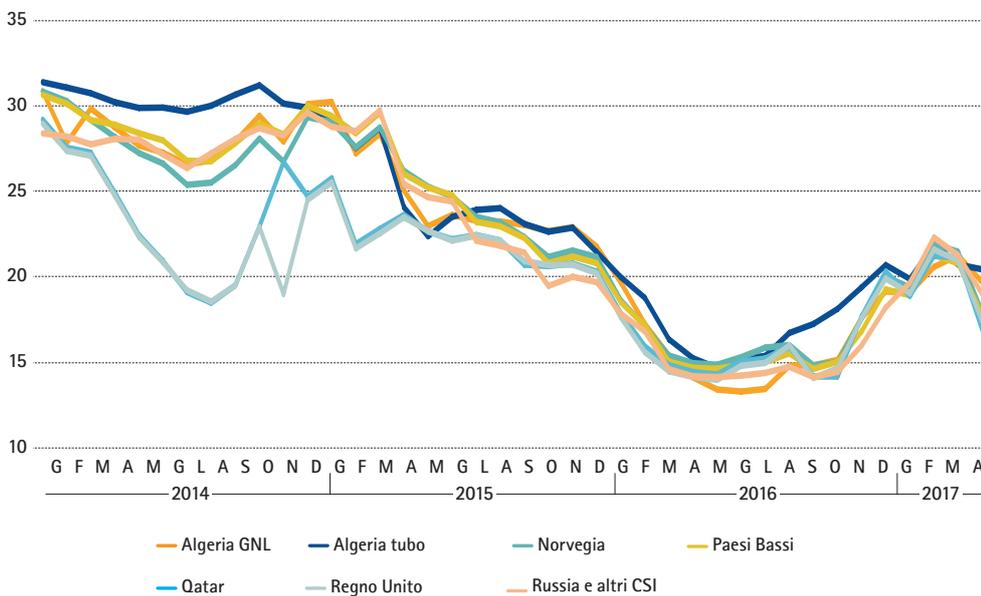


FIG. 1.6

Prezzo del gas alla frontiera per fonte di approvvigionamento
c€/m³

Fonte: World Gas Intelligence.

La discesa del petrolio si è riflessa in maniera diretta sul prezzo medio mensile del gas naturale importato sulla base di contratti a lungo termine, che in media hanno perso il 37% rispetto al valore medio del 2015. Il *lag* temporale nell'aggiornamento dei prezzi che intercorre nei contratti indicizzati al petrolio, tipicamente di 6-9 mesi, ha così permesso di estendere i guadagni a gran parte del 2016. La flessione maggiore è stata registrata dal prezzo del gas algerino e russo: il primo è sceso del 41%, attestandosi al valore medio di 14,5 c€/m³, mentre il secondo è progressivamente scivolato fino a toccare il minimo mensile di 12,7 c€/m³, facendo segnare una riduzione media annua del 40%.

A livello di singolo Paese importatore, la Spagna è il Paese che è

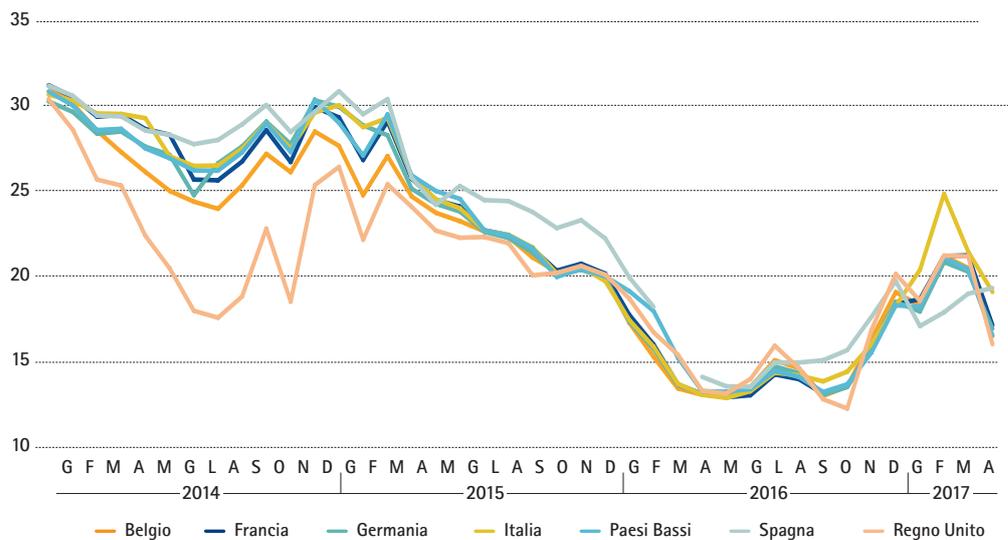
riuscito a trarre maggior vantaggio dalla discesa dei prezzi: grazie a un'ampia diversificazione dei terminali di entrata, Madrid ha visto abbassarsi del 37% il prezzo medio d'ingresso del gas, che è passato da 25,5 c€/m³ a 16,06 c€/m³.

Per l'Italia, il prezzo medio alla frontiera è passato dai 24 c€/m³ medi del 2015 ai 14,8 c€/del 2016, con un minimo di 12,9 c€/m³ toccato nel mese di maggio (Fig. 1.7).

La discesa delle *commodity* nel primo trimestre del 2016 ha interessato anche le quotazioni gas ai principali *hub* europei. A inizio aprile, il prezzo del TTF olandese registrava una flessione del 26% rispetto alla quotazione di fine 2015. Dinamica analoga è emersa anche per il prezzo agli *hub* di Regno Unito e Germania, dove i prezzi a inizio primavera toccavano i minimi storici (Fig. 1.8).

FIG. 1.7

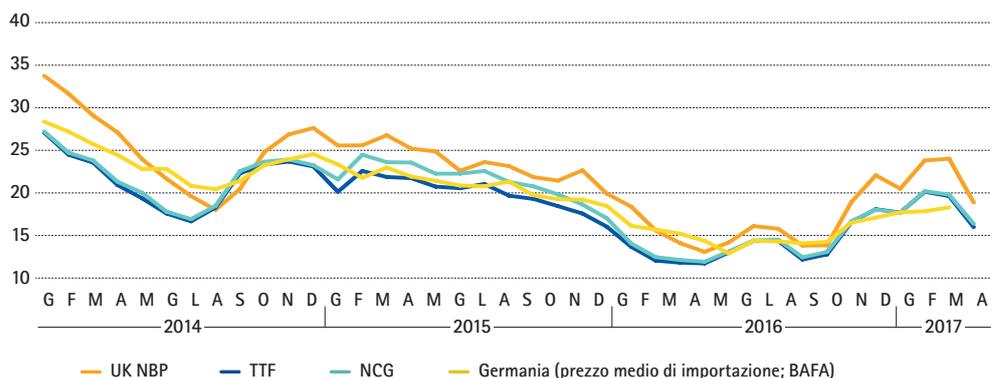
Prezzo del gas alla frontiera per Paese importatore c€/m³



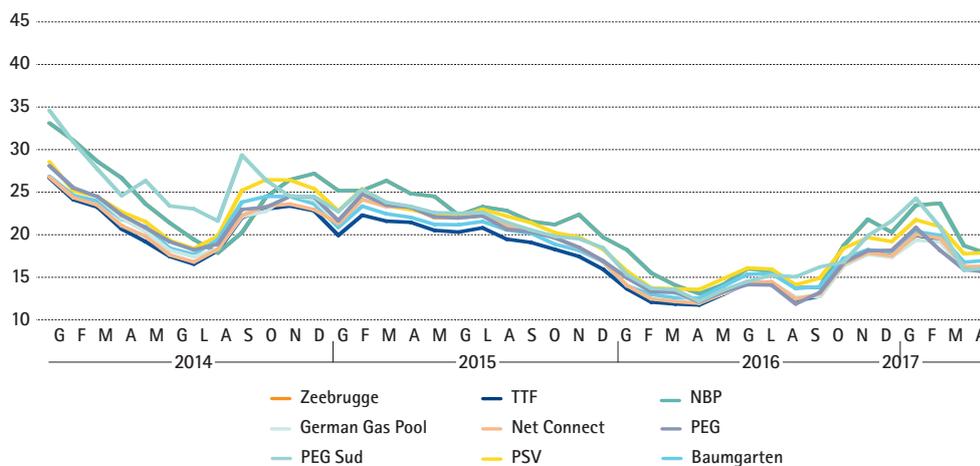
Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.8

Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere c€/m³



Fonte: Icis Heren e Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA).



Fonte: ICIS Heren.

FIG. 1.9

Prezzo del gas naturale negli hub europei
c€/m³

La ripresa della seconda parte dell'anno è stata guidata dall'aumento della domanda di gas proveniente dal settore termoelettrico, grazie al progressivo *switching* tra carbone e gas naturale che è avvenuto in molti mercati europei. A fine anno, il prezzo del gas all'*hub* inglese NBP era di nuovo sopra i 20 c€/m³, superiore alla quotazione di dicembre

2015 (Fig. 1.9). In media annuale la riduzione dei prezzi presso il NBP è stata del 30%, sostanzialmente analoga a quella sul TTF (-29%).

È proseguito il riallineamento tra i prezzi *hub* e il prezzo alla frontiera tedesca (BAFA), che include anche i prezzi dei contratti a lungo termine.

Mercato internazionale del GNL

Per il terzo anno consecutivo, nel 2016 il mercato mondiale del GNL ha registrato un nuovo record storico in termini di volumi scambiati. La crescita cui stiamo assistendo negli ultimi anni ha raggiunto una quota di 258 Mt (milioni di tonnellate) scambiate a livello globale, con un incremento di 13,1 Mt rispetto al 2014. È un incremento pari al 5%, decisamente maggiore rispetto al tasso di crescita medio dello 0,5% dei precedenti quattro anni. Due sono i fattori che hanno contribuito all'impennata del commercio di GNL nell'ultimo anno: da un lato, il significativo aumento della domanda di GNL asiatica, trainata da Cina, India e Pakistan, dall'altro, la nuova capacità di liquefazione entrata in funzione, che ha visto la sponda americana dell'Atlantico, grazie all'avvio dell'export statunitense dal Golfo del Messico, ma soprattutto il bacino del Pacifico, guidato dall'Australia, guadagnare terreno rispetto al Medio Oriente. Tra la fine del 2015 e l'inizio del 2017, la capacità mondiale di liquefazione è passata

da 301,5 Mt a 339,7 Mt, cifre che sono destinate ad aumentare nei prossimi anni, con la possibilità di superare i 400 Mt già nel 2019. Tuttavia, le mutate condizioni del mercato, contraddistinte da una domanda che sale meno del previsto, da prezzi bassi del petrolio e dalla revisione dei contratti di lungo termine, potrebbero allungare i tempi di costruzione di molti impianti di liquefazione, se non abortire tanti progetti per l'eccessiva competitività dal lato dell'offerta. Nel 2016, infatti, il numero di Paesi esportatori è salito a 18, con il ritorno sul mercato di Angola ed Egitto, mentre si è protratta l'indisponibilità del terminale yemenita a seguito del prolungarsi dell'instabilità politica con l'Arabia Saudita. Tra i produttori, il Qatar continua a dominare, coprendo da solo il 30% delle esportazioni, seguito da Australia (17,2%), Malesia (9,7%) e Nigeria (7,2%).

Il Medio Oriente, nonostante il primato del Qatar, ha ceduto il suo ruolo dominante sul mercato mondiale a vantaggio dell'area del Pacifico che,

TAV. 1.10

Paesi produttori e quantità
esportate di GNL
Mt

	2014	2015	2016
Qatar	76.8	77.8	77,2
Australia	23.3	29.4	44,3
Malesia	25.1	25.0	25.0
Nigeria	19.4	20.4	18,6
Indonesia	16.0	16.1	16,6
Trinidad	14.4	12.5	10,6
Algeria	12.8	12.1	11,5
Russia	10.6	10.9	10,8
Oman	7.9	7.8	8,1
Brunei	6.2	6.6	6,3
UAE	5.8	5.6	5,6
Yemen	6.8	1.5	0,0
Perù	4.3	3.7	4,0
Guinea Equatoriale	3.7	3.8	3,4
Norvegia	3.6	4.2	4,3
Papua Nuova Guinea	3.5	7.2	7,4
Stati Uniti	0.3	0.3	2,9
Angola	0.3	0.0	0,8
Egitto	0.3	0.0	0,5

Fonte: IHS, IGU.

grazie ad Australia e Malesia, ha visto la propria quota di mercato salire al 38,6%, contro il 35,3% dei Paesi mediorientali.

Mentre l'export russo è rimasto costante, nell'ultimo anno abbiamo assistito all'ingresso sul mercato degli Stati Uniti, fino ad allora Paese importatore, con una capacità di export limitata alle riesportazioni ricevute: ma l'entrata in operatività dell'impianto di liquefazione di Sabine Pass, nel Golfo del Messico, ha portato l'export statunitense a 2,9 Mt, contro le 0,3 Mt del 2015.

La regione del Pacifico ha consolidato il predominio a livello mondiale di scambi di GNL. Con 138 Mt, pari al 54% degli scambi mondiali, l'area del Pacifico orientale si è confermata leader del mercato. Sebbene in lieve riduzione rispetto al 2015, quando il mercato del Pacifico orientale rappresentava il 57% del mercato mondiale, i significativi incrementi di capacità di liquefazione in Australia hanno trovato sbocco nei porti giapponesi e coreani, dove la domanda di gas continua a essere robusta. Seppur in lieve discesa, grazie al progressivo ritorno alla normalità del proprio parco di generazione nucleare, il Giappone permane il primo mercato a livello mondiale, con 83 Mt importate nel 2016, pari al 32% della domanda mondiale di GNL, seguito dalla Corea del Sud, che con 33,7 Mt rappresenta il 13% della domanda mondiale.

Il 2016 segna però l'anno del definitivo sorpasso dell'Asia nei confronti dell'Europa; infatti, grazie alla straordinaria crescita delle importazioni in Cina e India, rispettivamente a 26,8 Mt e 19,2 Mt, l'import asiatico ha raggiunto i 48,6 Mt. In Europa, nonostante l'ingresso sul mercato di Paesi come Polonia e Lituania, e l'aumento dell'import francese a seguito dei problemi del nucleare durante l'inverno, la crescita è stata debole: +1,6%, con un totale di 38,1 Mt di GNL, principalmente provenienti da Africa e Medio Oriente.

Sono crollate, invece, le importazioni di GNL nell'area Nordamericana; i bassi prezzi interni del mercato statunitense e l'apertura delle esportazioni hanno portato a una discesa del 18% dell'import nel Nord America. Tale dinamica è verosimilmente destinata a continuare anche nei prossimi anni, con l'aumento dell'esportazione sia dal Golfo del Messico (Lake Charles LNG ha già un contratto in essere con la tedesca Uniper) sia dal Canada, dove però l'incertezza sugli attuali prezzi internazionali potrebbe giocare un ruolo importante nel ritardare l'avvio di molti progetti al momento fermi. Per il secondo anno consecutivo è scesa la domanda dell'America Latina: la frenata dell'economia brasiliana, associata ad abbondanti precipitazioni e a una maggiore produzione idroelettrica, ha tagliato l'import di gas che è sceso a 10 Mt.

Sono rimaste stabili, invece, le riesportazioni – ovvero la pratica che consiste nell'importare carichi di GNL per poi riesportarli verso altri Paesi dopo averli stoccati in cisterne in prossimità dei terminali – in termini sia di volumi, pari a 4,4 Mt, sia di numeri di Paesi, pari a dieci. Tuttavia, guardando a livello regionale si evince un diverso comportamento: se sulla sponda atlantica il volume di GNL riesportato è diminuito sensibilmente in virtù della minore richiesta sudamericana, in Europa assistiamo a un incremento importante dei cargo riesportati, soprattutto verso i porti del Pacifico, grazie al differenziale di prezzo con gli *hub* asiatici (Tav. 1.11).

Prezzi del GNL

Il processo di convergenza dei prezzi del gas a livello mondiale ha trovato continuità anche nel corso del 2016, favorito da un generale calo delle quotazioni del prezzo del GNL. Il lieve decremento della domanda nell'area del Pacifico orientale ha portato a una riduzione significativa delle

quotazioni del GNL, con il Giappone che evidenzia un crollo pari al 33% anno su anno; il prezzo del gas liquefatto a Tokyo è stato scambiato intorno al valore medio di 6,9 \$/Mbtu nel 2016, contro una media di 10,2 \$/Mbtu del 2015.

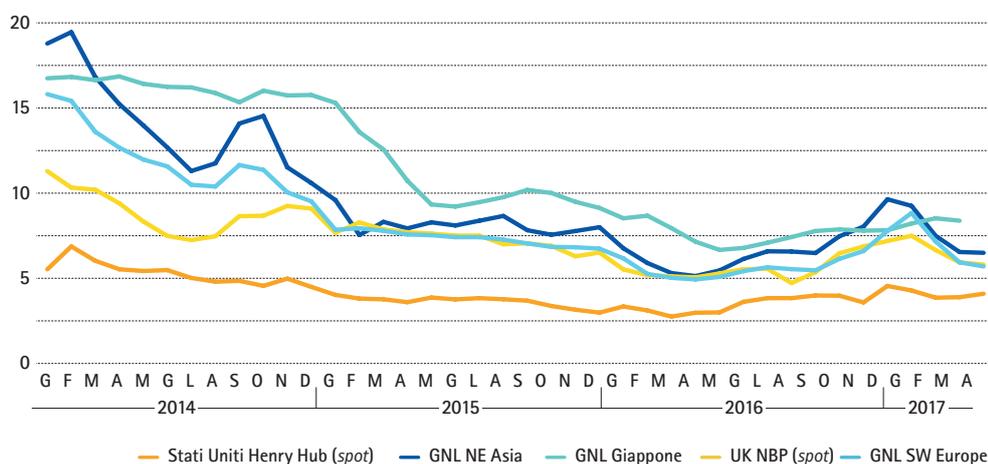
Dinamica simile si è verificata anche in Europa; la maggior concorrenza del gas importato via tubo ha portato a una flessione del 26%, che ha fatto scendere il prezzo del GNL nel Sud-Ovest europeo dai 6,6 \$/Mbtu a 4,9 \$/Mbtu, valore pressoché allineato con il prezzo medio registrato all'NBP inglese, dove il gas è stato scambiato a 4,8 \$/Mbtu.

Lo spread Giappone-Unione europea si è così ridotto in maniera importante, passando da 3,6 \$/Mbtu a 2 \$/Mbtu.

Benché rimanga costantemente il mercato più competitivo al mondo, il gap tra Europa e USA si è ridotto nel 2016: lo *spread* Unione europea-*Henry Hub* (il più importante *hub* degli Stati Uniti) è passato da 4 \$/Mbtu a 2,4 \$/Mbtu (Fig. 1.10), riduzione che ha avuto un impatto immediato sulle prime esportazioni di GNL americano verso l'Europa,

PAESI IMPORTATORI	PAESI ESPORTATORI							TOTALE	RIESPORTAZIONI RICEVUTE	RIESPORTAZIONI CONSEGNATE
	AFRICA	EUROPA	ASIA-PACIFICO	EX URSS	SUD AMERICA	MEDIO ORIENTE	NORD AMERICA			
Africa	1,2	0,2	0,3		0,4	4,4	-	7,3	0,8	-
Asia	5,5	0,2	21,5	0,3	1,1	18,9	0,5	48,6	0,7	-
Asia-Pacifico	4,4	0,1	76,5	10,6	0,3	45,7	-	138,2	1,2	0,6
Europa	18,2	2,8			2,5	17,4	0,3	38,1	0,4	3,4
Sud America	1,7	0,7	0,1		5,1	1	1,2	10,1	0,7	0,4
Medio Oriente	3,2	0,1	0,7		0,8	3,6	0,4	9,5	0,7	
Nord America	0,7	0,1	0,5		4,3		0,5	6,1	0,1	0,1
TOTALE	34,8	4,3	99,5	10,8	14,6	91,0	2,9	258	4,5	-4,5

Fonte: IHS, IGU.



Fonte: World Gas Intelligence.

TAV. 1.11

Commercio globale di GNL nel 2016
Mt

FIG. 1.10

Prezzi del GNL per aree
\$/Mbtu

le quali, grazie alla flessibilità dei contratti statunitensi, hanno poi proseguito verso l'Asia, attratte da prezzi migliori.

I cambiamenti in atto nei contratti del GNL sono sicuramente tra gli elementi di maggiore rilevanza in un mercato dominato dall'abbondanza di offerta, che è destinata ad aumentare nei prossimi anni se il numero di terminali a diversi stadi di costruzione sparsi per il mondo entreranno in funzione. Rispetto al passato, si avrà una crescente

pressione per la fissazione di contratti di breve termine, non necessariamente ancorati al prezzo del petrolio e senza destinazione vincolata, ovvero con la possibilità di essere poi destinati ad altre strutture. È un elemento favorito anche dalla maggiore flessibilità infrastrutturale connessa allo sviluppo di FSRU (*floating storage and regasification unit*), strutture galleggianti mobili che fungono da rigassificatori.

Mercato internazionale del carbone

Nel 2015 le esportazioni di carbone (1,3 miliardi di tonnellate) hanno coperto il 17% dell'output mondiale (7,7 miliardi di tonnellate), quota analoga a quella stimata per il 2016, anno in cui la produzione globale di combustibile solido dovrebbe sostanzialmente confermarsi al livello dell'anno precedente.

Le importazioni della Cina nel 2016 sono salite a 255 Mt (+25%), compensando, ma solo in parte, le pesanti contrazioni del 2014 (-11%) e del 2015 (-30%). Il recupero dell'import cinese, guidato

soprattutto dall'incremento della domanda del settore termoelettrico e dalla razionalizzazione della produzione interna, dovrebbe continuare anche nel 2017, anno nel quale si prevede un aumento del 12% dell'acquisto di carbone sui mercati esteri. Ciò riconfermerebbe Pechino al primo posto fra gli importatori mondiali, posizione persa nel 2015 a favore dell'India. Il continente asiatico, in gran parte ancora da elettrificare, rimane comunque fortemente dipendente dal carbone, nonostante l'attuale fase di stagnazione (a eccezione della Cina) delle

TAV. 1.12

Mercato internazionale del carbone
Mt

ESPORTATORI DI CARBONE	2013	2014	2015	2016 ^(A)
Australia	336,2	375,0	392,3	396,1
Indonesia	424,3	408,2	368,4	383,8
Russia	140,8	155,5	155,1	172,2
Colombia	78,5	81,2	82,0	88,6
Sudafrica	74,6	69,0	77,3	74,2
USA	106,7	88,2	67,1	54,5
Altri	203,4	190,3	168,9	137,3
Mondo	1.364,5	1.367,4	1.311,1	1.306,6
IMPORTATORI DI CARBONE	2013	2014	2015	2016 ^(A)
Cina	327,2	291,6	204,1	255,1
India	188,8	237,6	221,8	208,5
Giappone	195,6	188,1	191,6	190,7
Corea del Sud	126,5	131,0	135,1	136,5
Taiwan	66,0	65,8	65,8	59,6
Germania	54,3	53,8	55,5	53,1
Altri	429,7	441,1	449,9	415,8
Mondo	1.388,1	1.409,0	1.323,8	1.319,3

(A) Stime Nomisma Energia.

Fonte: AIE.

importazioni: fra i primi sei maggiori importatori mondiali, cinque appartengono all'Asia.

La domanda dell'India rimarrà influenzata dai ritmi della crescita economica, ma le sue risorse finanziarie sono troppo limitate per potere rinunciare al carbone, la fonte energetica di gran lunga più economica, a favore del gas, più pulito, ma più costoso. Realisticamente, inoltre, gran parte delle economie asiatiche rimane legata all'industria e alle esportazioni, compreso l'avanzatissimo Giappone. L'energia è una componente di costo importante per la produzione di beni, compresi quelli di alta qualità, per giunta in un contesto geoeconomico fortemente competitivo. Appare dunque difficile, per le laboriose economie asiatiche, rinunciare al vantaggio di disporre sul Pacifico dei due maggiori esportatori mondiali di carbone (Australia e Indonesia) e su terra dei ricchi bacini carboniferi siberiani della Russia.

Diversa è la situazione negli USA, dove la rivoluzione del *fracking* continua a mantenere convenienti i prezzi del gas rispetto al carbone. In Europa la politica energetica è fortemente condizionata dalla questione ambientale, che limita sempre di più lo spazio del carbone a favore del gas naturale e delle rinnovabili. La Gran Bretagna si sta avviando all'abbandono definitivo del carbone, dopo essere stata ininterrottamente uno dei maggiori consumatori per quasi due secoli e mezzo. Più complesse sono

le prospettive della Germania, che produce ancora oltre il 40% dell'elettricità col carbone ed è un Paese molto industrializzato e fortemente orientato all'export, con necessità di grandi volumi di elettricità a costi competitivi.

Prezzo del carbone

I prezzi internazionali di riferimento di Europa e Asia, già in discreto recupero nel 2016 (rispettivamente, +5,7%¹ e +8,9%), hanno registrato un forte aumento nel primo quadrimestre del 2017. Il *benchmark* europeo è risalito di oltre il 72%, approssimando una media di 130 \$/tep, mentre quello asiatico è cresciuto del 64%, arrivando a 167 \$/tep. Il riferimento interno USA, invece, nel 2016 ha perso terreno (-16%), mentre nel primo quadrimestre del 2017 è tornato ai livelli del 2015, recuperando il 21% fino a raggiungere gli 81 \$/tep. La ragione fondamentale della ripresa delle quotazioni internazionali è la razionalizzazione della produzione interna cinese, con la chiusura di diverse miniere antieconomiche e con la limitazione del numero di giornate annue di lavoro dei minatori. Ciò ha costretto Pechino a maggiori importazioni, con conseguente tensione di tutti i prezzi internazionali. La debolezza delle quotazioni interne americane è, invece, determinata dalla competitività del gas naturale.

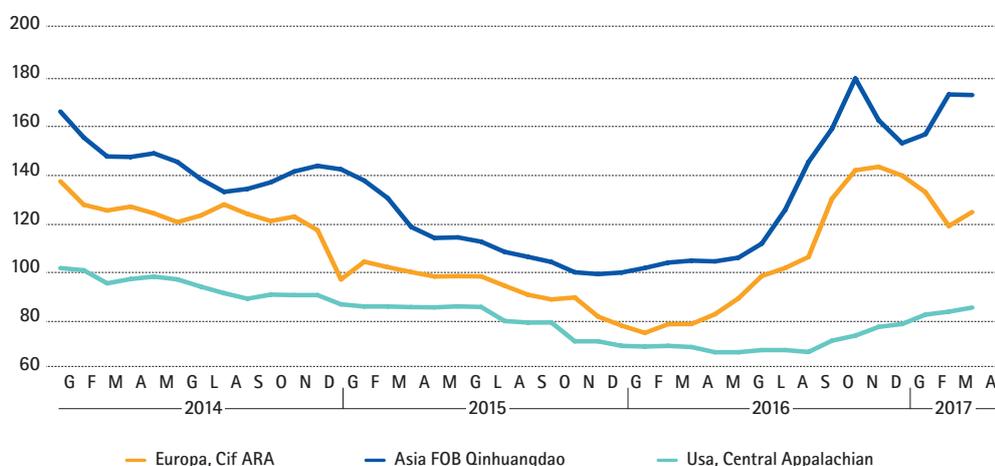


FIG. 1.11

Prezzo del carbone nei tre principali mercati mondiali \$/tep

Fonte: Platts per i *benchmark cif* NW Europe e Asia; Nymex per US Appalachian.

¹ Nel 2016, 99,11 \$/tep in media.

Sistema europeo dello scambio dei permessi di emissione

A 12 anni dalla sua nascita, nel 2017, il sistema europeo per lo scambio di permessi di emissione, seppur evidenziando un pieno raggiungimento degli obiettivi ambientali, continua a esprimere prezzi della CO₂ intorno ai 5 €/t, lontano dai livelli necessari per innescare investimenti in tecnologia *low-carbon*. Numerose sono le cause che hanno contribuito, e continuano a contribuire, alla debolezza del prezzo dei permessi d'emissione:

- la crisi economica che ha ridotto la domanda di energia e le emissioni di CO₂, rendendo eccessiva l'offerta di permessi;
- il metodo di assegnazione *ex ante*, che definisce in anticipo il numero di quote destinate agli impianti ETS, è stato inelastico ai cambiamenti della domanda;
- una serie di politiche nazionali volte alla promozione delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, che hanno ulteriormente ridotto le emissioni;
- i meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto, con riduzioni fuori dai confini dell'Unione europea, che hanno incrementato l'offerta di permessi.

Questo insieme di fattori ha comportato un costante eccesso di offerta di permessi che, al 31 dicembre 2016, vede il surplus di EUA raggiungere quota 1,693 miliardi. L'eccesso ha toccato il picco all'inizio della Fase 3 del sistema, coincide con il 2013; in quell'anno, il surplus del mercato era pari a 2,1 miliardi di quote, superiore al tetto stesso previsto per quell'anno.

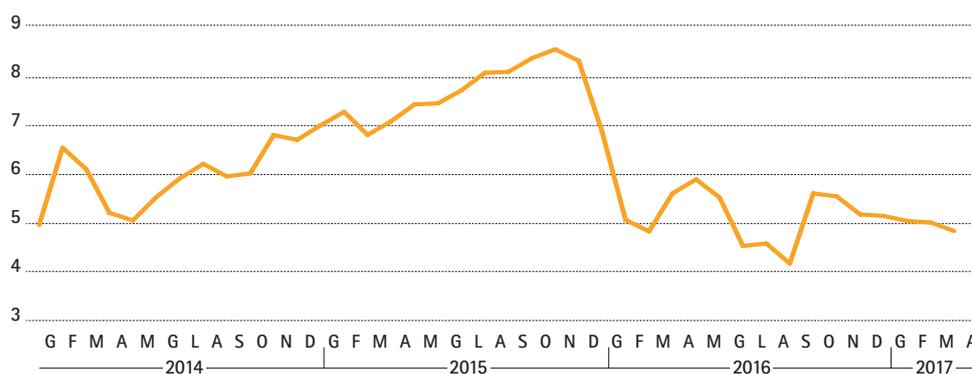
Dal 2013 sono stati introdotti alcuni correttivi (*backloading*, prima, e la Riserva di stabilità, poi) che puntavano a riequilibrare il bilancio tra offerta e domanda di permessi del sistema, in attesa di una riforma completa dell'ETS per la Fase 4, che prenderà il via nel 2021. La riforma è stata presentata dalla Commissione europea nel luglio 2015 e, a quasi due anni di distanza, a metà 2017, è in fase di negoziazione tra Parlamento e Consiglio europeo nella fase definita "Trilogo". Entrambi hanno già formalizzato i propri emendamenti alla proposta originaria della Commissione, concordando su un raddoppio del tasso di ritiro annuo delle quote che verranno poi inserite nella Riserva di stabilità, qualora il surplus annuo di permessi dovesse preservarsi al di sopra degli 833 milioni. Questa misura, che aggiunge maggiore flessibilità a un sistema dimostratosi rigido dal lato dell'offerta, dovrebbe superare i limiti evidenziati fin qui e non risolti dal *backloading*.

Proprio la fine del *backloading*, il meccanismo che modificava il calendario delle aste posticipando la vendita di 900 milioni di quote al 2019 e al 2020, ha determinato l'avvio di una nuova riduzione del prezzo della CO₂ in Europa che, nel 2016, è sceso dal valore medio di 7,7 €/t del 2015 a una media di 5,3 €/t, corrispondente a un abbassamento del 30% (Fig. 1.12).

La discesa è stata favorita dal miglioramento dei margini per la generazione elettrica a gas, a seguito di una maggiore competitività del gas rispetto al carbone, cui si è aggiunta la continua penetrazione delle fonti rinnovabili. Le emissioni del settore elettrico europeo, infatti, nel 2016 sono diminuite del 4,4%, un'accelerazione importante rispetto al -0,5% dell'anno precedente.

FIG. 1.12

Prezzo dei permessi d'emissione Emission Unit Allowance (EUA) €/ton



Fonte: ICE.

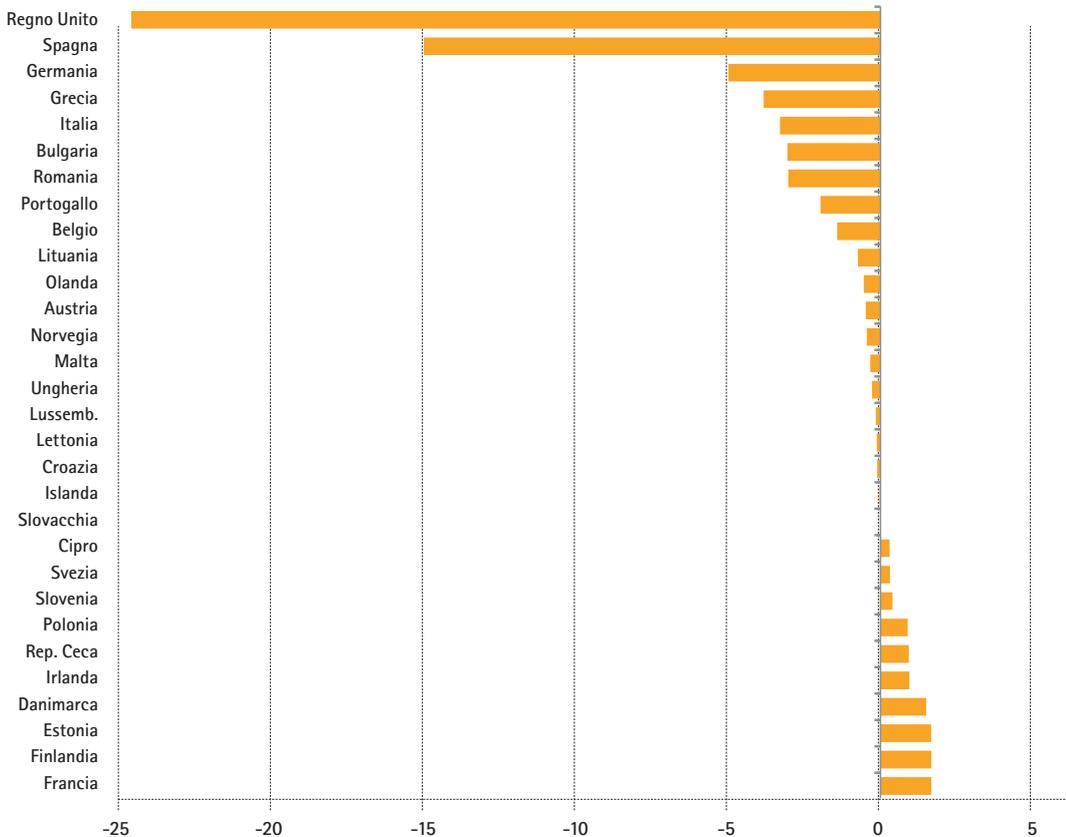


FIG. 1.13

Variazione delle emissioni dei settori ETS nel 2016 rispetto al 2015 per Stato membro
Mt

Fonte: EUTL.

Complessivamente, le emissioni degli impianti facenti parte dell'ETS sono scese del 2,6% nel 2016, rispetto al 2015. A livello di singoli Stati membri, Regno Unito e Spagna hanno registrato la flessione maggiore: nel Regno Unito le emissioni sono diminuite di 25 Mt nel 2016 (-13,5%), mentre in Spagna il calo è stato di 14 Mt (-9,4%). In entrambi i casi, il fattore determinante è stata la riduzione dell'uso del carbone nei rispettivi settori elettrici. In termini percentuali, è Malta il Paese che ha evidenziato la riduzione maggiore (-35%), grazie al contributo dell'importazione di elettricità dalla Sicilia. La Francia è stato, invece, il Paese che ha registrato l'ascesa maggiore, pari al 3,6%, ovvero circa 4 milioni di tonnellate. In Italia, le emissioni dei settori ETS sono scese del 2%.

Nel 2016, il volume totale di quote di CO₂ scambiate all'interno del l'EU ETS è stato pari a 6,3 Mt, in lieve aumento (+2,4%) rispetto al 2015. Di queste, circa il 13% è stato venduto nelle aste giornaliere, mentre il restante 87% è stato scambiato tra mercato *spot* e prodotti a termine. Si è così interrotta la caduta dei volumi avviatasi dopo il picco del 2013, quando complessivamente erano stati scambiati 8,5 miliardi di EUA. Tuttavia, sebbene i volumi fisici siano stati in ripresa, il controvalore economico ha registrato una flessione: la discesa del prezzo degli EUA ha fatto sì che il volume d'affari

complessivo sia calato del 28% anno su anno, con circa 34 miliardi di euro, 13 in meno rispetto al 2015. Il mercato europeo rappresenta ancora circa l'87% del totale di quote di CO₂ scambiate a livello mondiale. È seguito dai mercati del Nord America (California, RGGI e quelli canadesi) e dagli emergenti sistemi asiatici (Corea del Sud e le sette province cinesi). Nel 2017 è atteso l'avvio dell'ETS cinese, che supererà per dimensioni l'ETS europeo.

Il 4 novembre 2016 è ufficialmente entrato in vigore l'Accordo di Parigi per la lotta al cambiamento climatico. A meno di un anno dalla sigla dell'Accordo, alla 21esima Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, il numero di Paesi che ha ratificato l'Accordo è pari a 148, su un totale di 195 firmatari, gruppo che rappresenta l'83% delle emissioni di gas serra mondiali. Il testo siglato prevedeva, infatti, che l'Accordo sarebbe entrato in vigore solo se ratificato da almeno 55 Paesi che rappresentano un totale di emissioni pari al 55% delle emissioni rilasciate globalmente ogni anno. L'Accordo ha confermato che i sistemi di scambio dei permessi di emissione, come l'ETS dell'Europa, siano lo strumento da privilegiare per le politiche di contenimento dei gas serra. L'ETS, seppur in crisi evidente nei suoi prezzi bassi, rimane comunque lo strumento cui tutti i Paesi del mondo si ispirano.

Prezzi dell'energia elettrica e del gas nell'Unione europea

Nelle pagine che seguono è riportato il confronto tra i prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale praticati nel 2016 nei diversi Paesi europei, come risultanti all'Istituto statistico dell'Unione europea (Eurostat) alla data del 9 maggio 2017 e calcolati ai sensi della direttiva 2008/92/CE² (per una descrizione della relativa metodologia si rimanda alla *Relazione Annuale 2014*).

In materia di statistiche europee dei prezzi di energia elettrica e di gas naturale, il 2016 ha visto la significativa novità dell'entrata in vigore, con decorrenza 7 dicembre, del nuovo regolamento (UE) 1952/2016³, che abroga la direttiva 2008/92/CE sopra citata.

Rispetto a tale direttiva, il nuovo regolamento, direttamente applicativo in tutti gli Stati membri, ha introdotto i seguenti cambiamenti:

- la rilevazione dei prezzi per i clienti domestici è divenuta obbligatoria (prima avveniva su base volontaria);
- la trasmissione dei prezzi dell'energia elettrica per la classe di clienti finali non domestici con consumi annui superiori a 150 GWh, che prima era facoltativa, è divenuta anch'essa obbligatoria;
- la relazione sulla qualità dei dati raccolti (che comprende informazioni su: ambito di applicazione e raccolta dei dati, criteri di calcolo, metodologia e fonti di dati utilizzate, nonché eventuali modifiche al riguardo) deve essere trasmessa ogni tre anni (finora tali informazioni venivano richieste ogni due anni);
- la trasmissione dei dati deve avvenire entro tre mesi dalla fine del semestre di riferimento (prima la scadenza era di due mesi dalla fine del semestre di riferimento).

La principale novità, tuttavia, afferisce al livello di disaggregazione dei prezzi richiesto. Infatti, sia per il settore elettrico sia per il settore gas, d'ora in avanti è richiesta la trasmissione con cadenza *semestrale* dei prezzi suddivisi in:

- prezzo al netto di tutte le imposte, le tasse, gli oneri;
- prezzo al netto dell'IVA e delle altre tasse recuperabili;
- prezzo al lordo di tutte le imposte, le tasse, gli oneri;

con cadenza *annuale* dei prezzi suddivisi per componenti (energia/rete/imposte) e per le sotto-componenti:

- nei costi di rete:
 - trasmissione;
 - distribuzione;
- nelle tasse:
 - IVA;
 - oneri pagati per il sostegno alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica;
 - oneri per sistema energetico (per esempio, *capacity payment*, *stranded costs*, costi per gli stoccaggi strategici, finanziamento di particolari categorie di operatori o delle Autorità di regolazione ecc.);
 - oneri ambientali;
 - oneri per il nucleare (solo nel settore elettrico);
 - tutte le altre tasse.

In precedenza la disaggregazione per componenti (energia/rete/imposte) era richiesta per il settore elettrico, ma non per il gas. Il nuovo regolamento amplia significativamente e dettaglia il numero di componenti, con l'esplicita finalità di favorire i confronti tra Paesi anche a livello delle singole voci che formano i diversi prezzi.

La prima scadenza per l'invio a Eurostat dei prezzi secondo la nuova metodologia è fissata per il 30 settembre 2017. Il regolamento prevede per gli Stati membri la possibilità di chiedere una deroga al rispetto della prima scadenza, qualora l'applicazione delle nuove regole richieda notevoli adeguamenti o causi un onere aggiuntivo rilevante a carico dei rispondenti.

² Concernente una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica.

³ Si tratta del regolamento (UE) 1952/2016 del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 ottobre 2016, relativo alle statistiche europee su prezzi di gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea del 17 novembre 2016.

Prezzi dell'energia elettrica

Prezzi per i clienti domestici

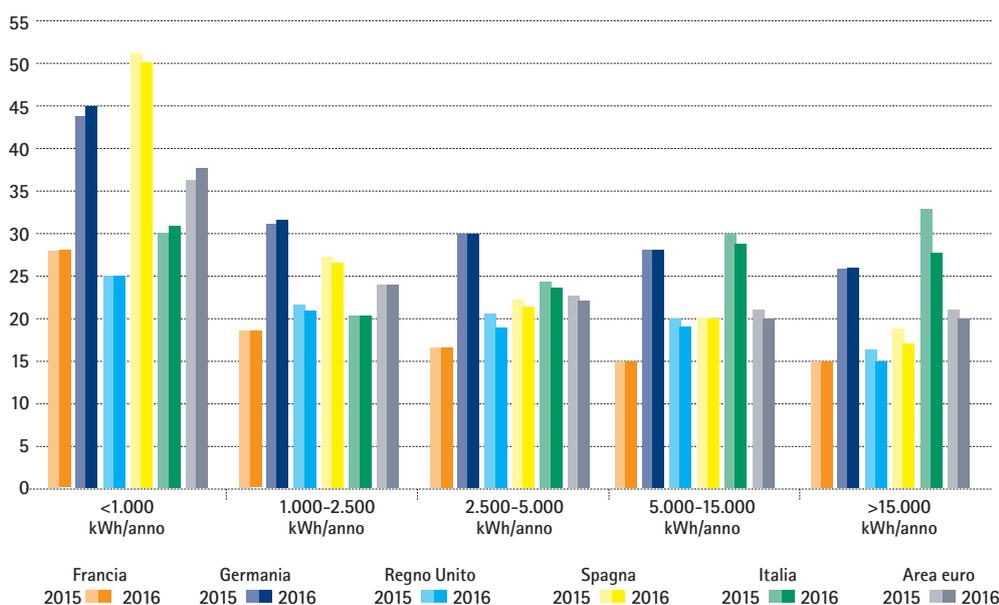
Nel 2016 i prezzi dell'energia elettrica per i consumatori domestici italiani si confermano inferiori ai prezzi mediamente praticati nell'Area euro (cioè nell'insieme dei Paesi che adottano la moneta unica) per le prime due classi di consumo⁴, sia al netto sia al lordo delle imposte e degli oneri. Rispetto però agli anni scorsi, quando il differenziale negativo tra i prezzi di queste classi tendeva a crescere di anno in anno, nel 2016 questo appare per la prima volta in calo, attestandosi, rispettivamente, sul -15% e sul -9% in termini di prezzo finale.

I prezzi per le restanti classi di consumo domestico sono, invece, superiori rispetto a quelli medi dell'Area euro, con differenziali, in questo caso positivi, anch'essi diminuiti tra il 2015 e il 2016 e rispetto agli anni precedenti. In particolare, l'ultima classe di consumo è passata da prezzi al lordo superiori in Italia del +60% nel 2015 al +35% del 2016 (Tav. 1.13). Cifre simili, solo leggermente inferiori, si registrano per le differenze tra i prezzi netti.

Dall'1 gennaio 2016 è entrata, infatti, in vigore la riforma delle tariffe elettriche introdotta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, che comporta il graduale superamento dell'attuale struttura progressiva delle tariffe (per un approfondimento, si veda il Volume II di questa *Relazione Annuale*). Con tale riforma la struttura delle tariffe si avvicina a quella tipica del resto d'Europa.

Occorre, tuttavia, rilevare che il 74% dei clienti italiani si colloca nelle prime due classi di consumo (cioè ha consumi inferiori a 2.500 kWh/anno) e consuma circa il 52% dell'energia elettrica venduta in Italia al settore domestico. Se ne deduce, pertanto, che la stragrande maggioranza dei clienti domestici italiani nel 2016 ha continuato a pagare prezzi inferiori a quelli medi dei clienti finali dell'Area euro.

Nel 2016, proprio per la gradualità dell'introduzione della sopra citata riforma, è prevalsa ancora una struttura progressiva per i prezzi domestici italiani, a eccezione che per la prima classe di consumo (Fig. 1.14). I prezzi italiani risultano via via più elevati al



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.14

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici per i principali Paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte; c€/kWh

⁴ Comprendenti i consumi annui fino a 2.500 kWh/anno.

TAV. 1.13

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori domestici nel 2016

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (kWh)									
	< 1.000		1.000-2.500		2.500-5.000		5.000-15.000		> 15.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	21,01	36,90	14,53	24,66	12,32	20,22	10,97	17,79	9,36	15,04
Belgio	26,71	45,11	18,70	29,60	16,91	26,45	15,55	24,15	12,13	20,00
Bulgaria	8,11	9,73	7,97	9,56	7,89	9,47	7,85	9,42	7,83	9,39
Cechia	21,98	26,71	15,46	18,83	11,62	14,21	9,25	11,32	8,44	10,36
Cipro	14,60	19,11	12,29	15,67	12,40	15,74	12,16	15,45	11,62	14,76
Croazia	16,96	21,78	10,96	14,29	10,10	13,21	9,66	12,65	9,36	12,28
Danimarca	15,80	38,52	11,72	33,42	9,68	30,86	8,45	24,28	8,04	22,08
Estonia	9,74	12,64	9,73	12,55	9,48	12,23	8,91	11,61	8,13	10,76
Finlandia	22,94	31,24	14,30	20,52	10,19	15,43	8,49	13,32	6,82	11,25
Francia	22,13	28,83	12,67	18,76	10,97	16,98	9,89	15,82	9,58	15,52
Germania	26,55	45,36	16,20	32,80	13,85	29,73	12,57	28,16	12,14	26,81
Grecia	17,62	23,43	12,10	17,20	11,74	17,20	11,43	17,77	11,01	19,01
Irlanda	31,31	42,62	22,48	29,05	18,87	23,29	16,66	19,92	14,61	16,91
Italia	21,95	31,57	14,36	21,73	14,29	23,77	15,42	27,56	14,79	27,54
Lettonia	11,74	17,45	10,93	16,46	10,76	16,26	10,59	16,05	10,48	15,93
Lituania	8,62	12,29	8,55	12,20	8,39	12,01	8,03	11,58	7,38	10,78
Lussemburgo	19,11	23,28	14,73	18,55	13,27	16,98	12,01	15,61	11,02	14,55
Malta	34,11	35,81	13,69	14,37	12,05	12,66	14,28	14,99	36,00	37,80
Paesi Bassi ^(A)	35,55	n.d.	17,11	11,29	11,98	16,06	8,47	17,44	12,07	22,22
Polonia	12,86	16,39	11,09	14,20	10,45	13,42	9,95	12,81	9,88	12,72
Portogallo	19,33	39,44	13,33	25,61	12,43	23,57	11,97	22,54	11,62	21,46
Regno Unito	21,14	26,18	17,52	21,70	15,28	18,91	14,15	17,52	13,07	16,18
Romania	9,34	12,84	9,23	12,70	9,04	12,47	8,75	12,12	8,40	11,73
Slovacchia	19,28	23,52	13,75	16,88	12,02	14,80	10,48	12,96	9,19	11,41
Slovenia	11,69	18,64	12,71	19,89	11,15	16,24	10,21	14,13	9,54	12,69
Spagna	40,33	51,29	21,47	27,31	17,57	22,35	15,42	19,61	13,51	17,18
Svezia	26,20	36,42	14,41	21,68	12,50	19,28	9,66	15,73	8,03	13,71
Ungheria	10,02	12,73	9,15	11,62	8,82	11,20	8,60	10,92	8,90	11,31
Norvegia	28,86	38,22	17,36	23,85	10,86	15,73	7,31	11,29	6,25	9,96
Unione europea	23,79	33,35	15,15	22,60	13,13	20,53	11,97	19,40	11,26	18,46
Area euro	25,85	37,06	15,44	23,96	13,31	21,94	12,20	21,10	11,56	20,25

(A) Nei Paesi Bassi è previsto uno sconto sul prezzo finale lordo che, per la prima classe di consumo, rende poco significativo il dato.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

crescere dei consumi, mentre negli altri Paesi rimangono relativamente costanti o diminuiscono. Per l'Italia si conferma in particolare la non degressività della componente oneri e imposte, a differenza, anche in questo caso, di quanto accade in altri Paesi europei. In termini invece di prezzi netti, il loro andamento è meno regolare al crescere della classe di consumo, anche per effetto delle significative diminuzioni registrate nel

nostro Paese con riferimento ai prezzi netti delle due ultime classi a maggiori consumi e, in particolare, della classe a maggiori consumi (-28%).

Spostando il confronto ai principali Paesi europei⁵, nel 2016 i prezzi lordi risultano in calo rispetto all'anno precedente, con le eccezioni di Francia, Germania e Italia, limitatamente per quest'ultima alle prime due classi di consumo. I prezzi netti

⁵ Con i principali Paesi europei si intendono Francia, Germania, Regno Unito e Spagna, vale a dire i Paesi i cui mercati in esame presentano dimensioni più simili a quelle dell'Italia.

sono tutti in calo, in questo caso con l'eccezione di Germania e Italia, entrambe limitatamente però alla prima classe di consumo.

Passando ad analizzare nel dettaglio la prima classe di consumo (< 1.000 kWh/anno), nel 2016 il prezzo italiano, pari a 21,95 c€/kWh, è risultato del 15% più basso rispetto alla media dei prezzi dei Paesi dell'Area euro, sia al netto sia al lordo di oneri e imposte (la differenza nel 2015 era pari a -18% e -21%, rispettivamente, al lordo e al netto).

Con riferimento ai consumatori domestici appartenenti alla seconda fascia di consumo (1.000-2.500 kWh/anno), che insieme alla classe successiva è quella nella quale si concentra gran parte delle famiglie italiane, la differenza tra il prezzo nazionale, pari a 14,36 c€/kWh, e quello medio dell'Area euro è diminuita, sia pure di poco, rispetto all'anno precedente, registrando un -9% al lordo e un -7% al netto nel 2016 contro i valori corrispondenti nel 2015 del -11% sia al lordo sia al netto. Per quanto riguarda invece le classi, dalla terza in avanti, con livelli di consumo superiori a quelli sopra evidenziati e prezzi italiani più alti della media dell'Area euro, il prezzo al netto delle imposte per la classe di consumo intermedia (2.500-5.000 kWh/anno) è più alto dell'8% rispetto alla media dell'Area euro al lordo e del 7% al netto delle imposte (Tav. 1.13). I corrispondenti valori per il 2015 erano rispettivamente +11% e +9%. Per questa categoria di consumo si registra una riduzione dei prezzi italiani al lordo delle imposte del 3% rispetto al 2015, a fronte di una riduzione media dello 0,5% nell'Area euro (Fig. 1.15). In termini di prezzo al netto di imposte e oneri, invece, la variazione rispetto all'anno precedente appare più in linea con quella media dell'Area euro (-3% per l'Italia, -4 per l'Area euro).

Guardando ai principali Paesi europei, spicca per questa classe una riduzione significativa dei prezzi nel Regno Unito (-12,2%) e in Spagna (-4,5%), con Francia e Germania in controtendenza e segno positivo. Nel confronto la Germania si conferma, in questa classe, il Paese con i prezzi lordi più elevati, con un'incidenza fiscale del 53,4%, la più alta tra i principali Paesi. Tale componente nel 2016 è tornata a crescere, sfiorando i 16 c€/KWh dopo una piccola riduzione registrata nel 2015. In Italia si attesta sui 9,5 c€/KWh, è di 3,6 c€/KWh nel Regno Unito, 5 c€/KWh in Spagna e 6 c€/KWh in Francia, contro una media dell'Area euro di 8,6 c€/KWh. Le famiglie italiane con consumi in questa classe, con un prezzo di 23,77 c€/KWh sono tornate a pagare il 20% in meno rispetto alle famiglie tedesche (era -17% lo scorso anno, dopo due anni durante i quali si era attestato su -20% circa). Anche in termini di parità di potere d'acquisto, la differenza è di un significativo -16%.

La figura 1.16 riporta, sempre per la classe 2.500-5.000 kWh/anno, ulteriori informazioni di dettaglio, in merito all'incidenza delle singole componenti (energia, costi di rete, imposte e oneri) sui prezzi finali in tutti i Paesi dell'Unione europea. I valori sono riferiti al secondo semestre degli anni 2015 e 2016 e sono calcolati ai sensi della direttiva 2008/92/CE che, come segnalato più sopra, non prevedeva rigide classificazioni delle diverse voci. Pertanto, nel confronto va considerato che le differenze possono anche dipendere dall'inserimento di specifiche voci in componenti diverse tra Paesi (per esempio, costi di supporto per le rinnovabili incluse tra i costi di base e non tra gli oneri).

Dai valori riportati nella figura 1.16 si ricava come l'Italia, oltre che per la componente oneri e imposte, sia tra i Paesi con i valori più alti per la componente energia, con i suoi 9,56 c€/kWh,

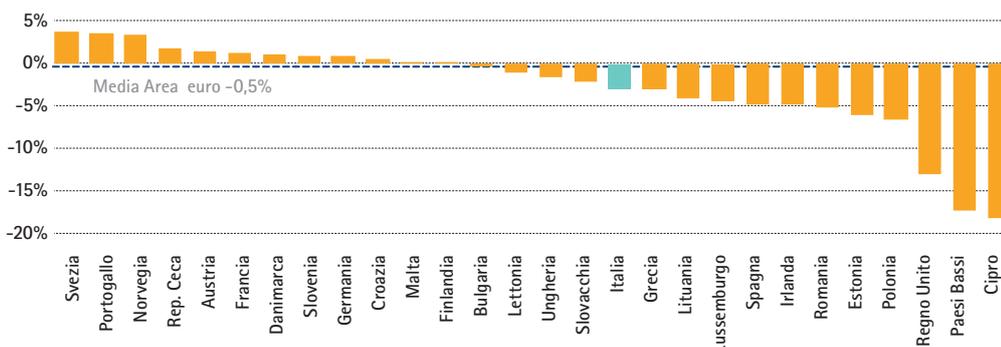


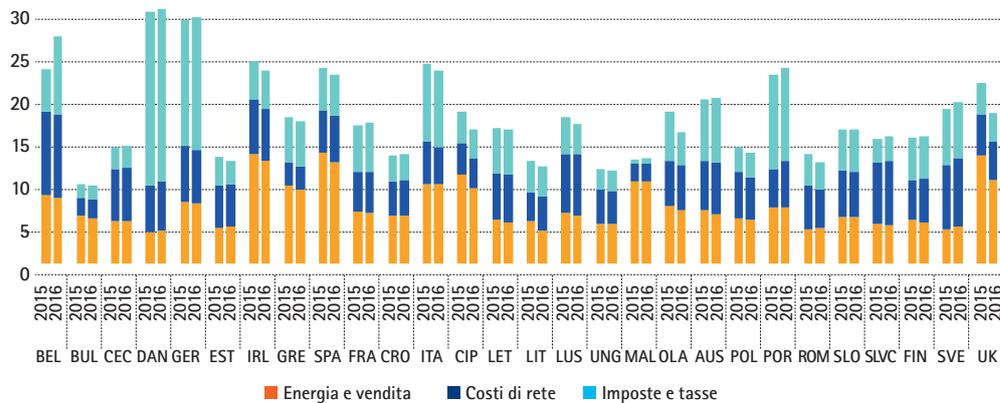
FIG. 1.15

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi domestici

Variazione percentuale 2016-2015 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2.500 e 5.000 kWh

FIG. 1.16

Composizione dei prezzi per i consumatori domestici in Europa
Prezzi per la fascia DC con consumi 2.500-5.000 kWh/anno; c€/kWh



Fonte: Eurostat.

superata però, anche nel 2016, dal Regno Unito (10,18 c€/kWh) e dalla Spagna (12,31 c€/kWh), con prezzi tuttavia in netto calo per questa classe (-22% per il Regno Unito e -8% per la Spagna). Al contrario, per i costi di rete l'Italia si conferma nella metà dei Paesi con i prezzi più bassi, 4,6 c€/kWh, insieme a Regno Unito e Francia, mentre la Spagna registra un valore di 5,65 c€/kWh e la Germania di 6,57 c€/kWh. Per l'Italia risultano in calo anche i costi di rete.

Prezzi per i clienti industriali

I prezzi lordi dell'energia elettrica per i consumatori industriali italiani si attestano, anche per il 2016, su valori significativamente superiori a quelli medi dell'Area euro, per tutte le classi di consumo. I prezzi industriali italiani risultano più alti in media di un valore intorno al 20%, prossimo a quello registrato nel 2015. Uno scarto minore (+8%) è rintracciabile solo per l'ultima classe a più elevati consumi (70.000-150.000 MWh/anno), mentre il picco (+31%) è per la prima classe di consumo (<20 MWh/anno).

Guardando agli ultimi cinque anni, le differenze tra i prezzi italiani e quelli medi dell'Area euro si mantengono pertanto significative. Rispetto però al +30% medio del 2012, continua il trend, avviato nel 2013, di progressiva riduzione di tale differenziale, che ha interessato, in modo abbastanza omogeneo, quasi tutte le classi. Nel 2016 hanno fatto eccezione, oltre ai prezzi della prima classe di consumo (passati dal +28% al +31%), anche quelli di una classe a elevati consumi (20.000-70.000 MWh/anno). Pure in questo caso il differenziale non solo non ha seguito il trend più generale di riduzione ma è cresciuto, passando dal +18% del 2015 al +25% del 2016.

Le dinamiche dei prezzi finali da un anno all'altro sopra descritte sono sostanzialmente imputabili a quelle sottostanti dei prezzi netti. Per l'ultima classe di consumo, invece, il differenziale tra i prezzi italiani e quelli medi dell'Area euro risulta superiore se calcolato in termini netti (+13%, contro il già citato +8% del prezzo lordo) e dunque il prezzo finale risulta compensato da una maggiore diminuzione di oneri e imposte rispetto a quella registrata per l'Area euro. Questa classe è l'unica a godere ormai di un valore di oneri e imposte paragonabile, anche in valore assoluto, a quello dell'Area euro. Per le altre classi gli oneri in Italia risultano in media superiori del 30% a quelli pagati nei diversi Paesi.

Per quanto riguarda il livello dei prezzi netti, si conferma una situazione maggiormente variegata: i differenziali tra i prezzi italiani e i prezzi dell'Area euro sono, rispettivamente, pari a +6,5% e +12% per la terza e la quarta classe di consumo, mentre il differenziale più elevato (+19%) è per la classe 20.000-70.000 MWh (Tav. 1.14). Tutti i differenziali, comunque, appaiono in significativo calo rispetto al 2015. Anche nell'ultimo anno i prezzi italiani risultano, infatti, diminuiti quasi sempre di più della media dell'Area euro e della gran parte dei Paesi europei.

Come già per il settore domestico, anche nel settore industriale la componente oneri e imposte dei prezzi industriali italiani si conferma inferiore solo alla Germania per incidenza sul prezzo finale (con valori compresi all'incirca tra il 40% e poco più del 50% del prezzo finale in Italia e tra il 50% e poco più del 60% in Germania). Spostando il confronto all'Area euro, dove si attesta tra il 40-45% circa, essa assume pertanto valori in media leggermente superiori. Un po' ovunque in Europa questa

TAV. 1.14

Prezzi finali dell'energia elettrica per i consumatori industriali nel 2016

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/kWh

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (MWh)											
	< 20		20-500		500-2.000		2.000-20.000		20.000-70.000		70.000-150.000	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	11,63	19,81	8,86	15,05	6,94	12,47	5,70	10,19	5,15	9,00	4,64	8,40
Belgio	15,07	23,54	11,99	18,49	8,65	13,74	7,68	11,61	6,17	9,07	5,61	7,50
Bulgaria	10,56	12,80	9,98	12,11	8,85	10,74	7,23	8,79	6,56	7,99	6,03	7,36
Cechia	15,99	19,48	11,56	14,11	7,21	8,85	6,23	7,67	6,44	7,92	6,65	8,17
Cipro	14,51	18,25	13,01	16,45	10,83	13,85	9,71	12,52	8,79	11,42	8,05	10,55
Croazia	11,88	15,52	10,00	13,17	8,38	11,13	7,26	9,65	6,14	7,98	6,23	7,98
Danimarca	8,24	29,06	6,84	27,31	6,24	26,58	6,16	26,47	4,96	24,97	4,85	24,83
Estonia	9,26	12,81	8,06	11,36	7,46	10,65	6,67	9,69	5,84	8,62	5,57	8,37
Finlandia	8,09	10,90	7,66	10,37	6,19	8,55	5,89	8,17	4,60	6,57	4,35	6,27
Francia	11,14	16,88	8,58	13,63	6,83	11,24	6,10	9,42	5,66	8,06	5,14	7,06
Germania	12,70	27,78	9,85	22,46	7,91	19,66	6,74	16,99	5,37	13,65	4,29	11,79
Grecia	14,78	22,37	11,50	15,53	9,02	12,93	7,21	10,13	6,41	8,42	5,15	6,88
Irlanda	16,10	22,15	14,07	17,80	11,57	14,51	9,29	11,28	8,11	9,62	7,60	8,80
Italia	16,32	32,27	10,21	21,54	8,61	17,89	7,91	15,92	7,19	13,58	5,91	10,03
Lettonia	14,11	20,32	10,55	16,00	9,15	14,32	8,05	12,99	7,34	12,12	5,66	10,08
Lituania	10,76	14,92	8,69	12,41	7,54	11,03	6,58	9,85	5,88	8,99	n.d.	n.d.
Lussemburgo	13,49	17,64	9,28	10,96	7,76	9,35	5,15	5,85	4,50	4,94	n.d.	n.d.
Malta	21,53	22,61	15,68	16,46	14,11	14,81	12,27	12,88	11,24	11,80	9,91	10,40
Paesi Bassi	10,70	16,90	7,96	14,53	6,55	10,06	6,14	9,32	5,74	7,55	5,82	7,30
Polonia	13,50	17,17	10,21	13,12	7,66	9,98	6,68	8,78	6,03	7,98	5,50	7,33
Portogallo	16,76	25,97	12,68	18,88	9,47	13,90	8,68	12,73	6,92	10,56	5,48	9,10
Regno Unito	12,13	18,69	11,20	17,77	10,06	15,94	9,14	14,68	8,94	14,41	8,78	14,15
Romania	8,96	12,46	7,87	11,03	6,39	9,20	5,75	8,42	5,00	7,42	4,89	7,30
Slovacchia	19,61	24,07	13,03	16,17	10,57	13,22	9,38	11,79	8,44	10,66	8,06	10,21
Slovenia	10,43	16,77	8,62	12,64	6,72	10,24	5,94	8,71	5,31	7,62	5,16	7,06
Spagna	23,56	29,96	13,68	17,41	10,15	12,91	8,40	10,69	7,10	9,03	6,52	8,29
Svezia	13,50	16,94	7,35	9,25	6,31	7,95	5,39	6,81	4,83	6,11	4,09	5,18
Ungheria	9,61	12,99	8,53	11,63	7,24	9,98	6,80	9,42	6,56	9,12	6,51	9,05
Norvegia	5,97	9,62	6,13	9,81	6,07	9,74	4,76	8,10	3,74	6,83	3,35	6,34
Unione europea	13,69	22,68	10,06	17,26	8,08	14,33	7,09	12,52	6,24	10,73	5,57	9,49
Area euro	14,17	24,65	10,17	18,39	8,08	15,19	7,06	13,13	6,04	10,86	5,23	9,31

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

incidenza risulta aumentata nell'ultimo anno, a fronte del calo dei prezzi netti.

Guardando al confronto con i principali Paesi europei (Fig. 1.17), si conferma per il 2016 quanto emerso per la prima volta nel 2015: i consumatori industriali di energia elettrica del nostro Paese non pagano più i prezzi più alti. Nel 2016 i prezzi sono, infatti, più bassi di quelli dei consumatori tedeschi (a eccezione della prima classe di consumo) e di quelli dei consumatori del Regno Unito delle ultime due classi a maggiori consumi.

Con riferimento alla classe di consumo 500-2.000 MWh/anno,

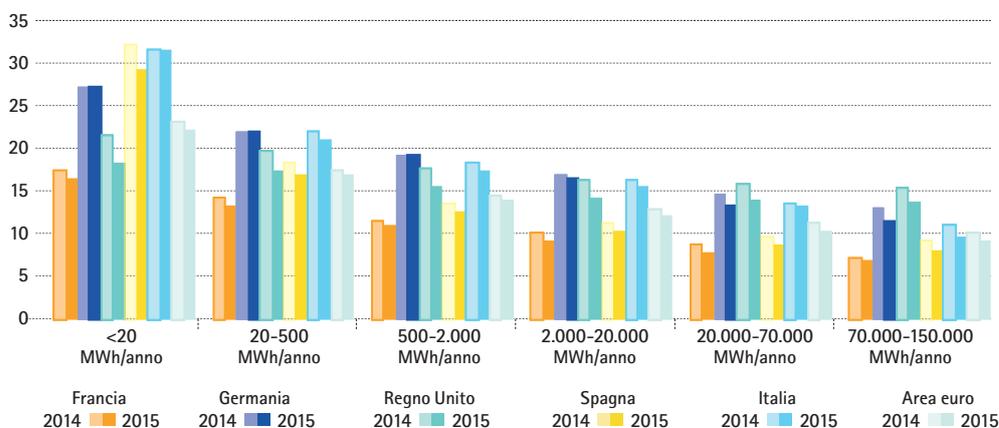
una delle più rappresentative per il nostro Paese, i prezzi italiani, pari a 17,9 c€/kWh, risultano più alti, rispetto alla media dell'Area euro, del 18% (20% nel 2015). Al netto degli oneri e delle imposte il differenziale è del 6% (9% nel 2015).

Come già per l'anno precedente, nel 2016 il prezzo lordo per questa classe di consumo in Italia è diminuito significativamente di più rispetto alla media dell'Area euro (-4%, mentre il calo nell'Area euro è stato del 2,5% (Fig. 1.18).

Il differenziale con la Germania segna per questa classe un -9% a favore del prezzo finale in Italia, contro il -6% dello scorso

FIG. 1.17

Prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali per i principali Paesi europei
Prezzi al lordo delle imposte;
c€/kWh

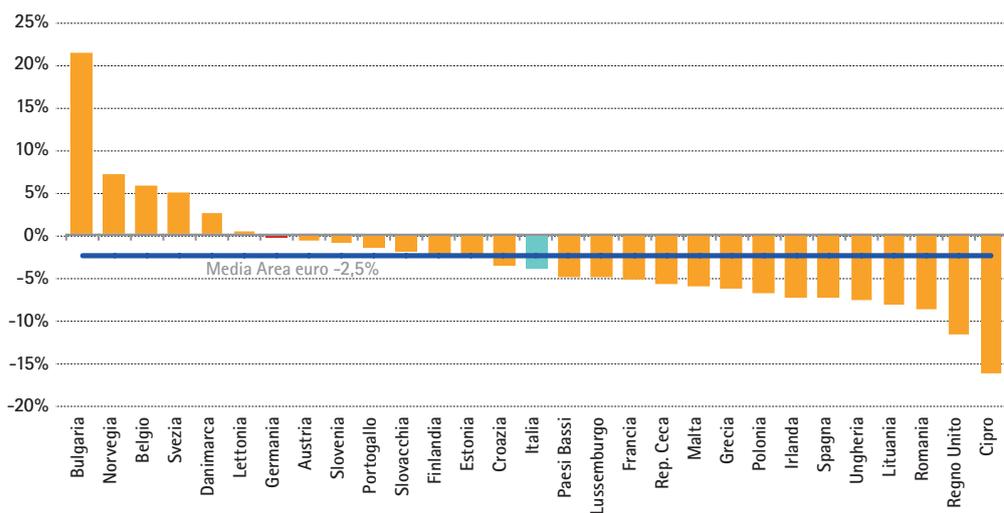


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.18

Variazione dei prezzi finali dell'energia elettrica per usi industriali

Variazione percentuale 2016-2015 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 500 e 2.000 MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

anno (nonostante prezzi netti più alti per l'Italia).
Proseguono diminuzioni più sensibili dei prezzi in Italia rispetto alla Germania, sia con riferimento alla componente energia sia per quanto riguarda la componente oneri e imposte.

Per questa classe di consumo, la diminuzione più significativa in termini di prezzi lordi si registra però per il 2016 nel Regno Unito (-12%), Paese che aveva visto, tuttavia, anche i più forti aumenti nei due anni precedenti e che mantiene prezzi finali decisamente più bassi rispetto all'Italia, nonostante prezzi netti più elevati del 15%.

Come già per il settore domestico, per questa classe sono riportate ulteriori informazioni di dettaglio in merito all'incidenza

delle singole componenti (energia, costi di rete, imposte e oneri) sui prezzi finali in tutti i Paesi dell'Unione europea. I valori sono riferiti al secondo semestre degli anni 2015 e 2016 (Fig. 1.19).

Anche nel settore industriale l'Italia nel 2016 si conferma tra i Paesi con i valori più alti per la componente energia (circa 7 c€/kWh), contro una media di poco superiore ai 5 c€/kWh, superata però dal Regno Unito (7,25 c€/kWh) e dalla Spagna (7,81 c€/kWh).

Per rilevanza della componente imposte e oneri, il nostro Paese resta paragonabile alla sola Germania. Al contrario, anche nel settore industriale l'Italia è tra i Paesi con i valori più bassi per la componente relativa ai costi di rete.

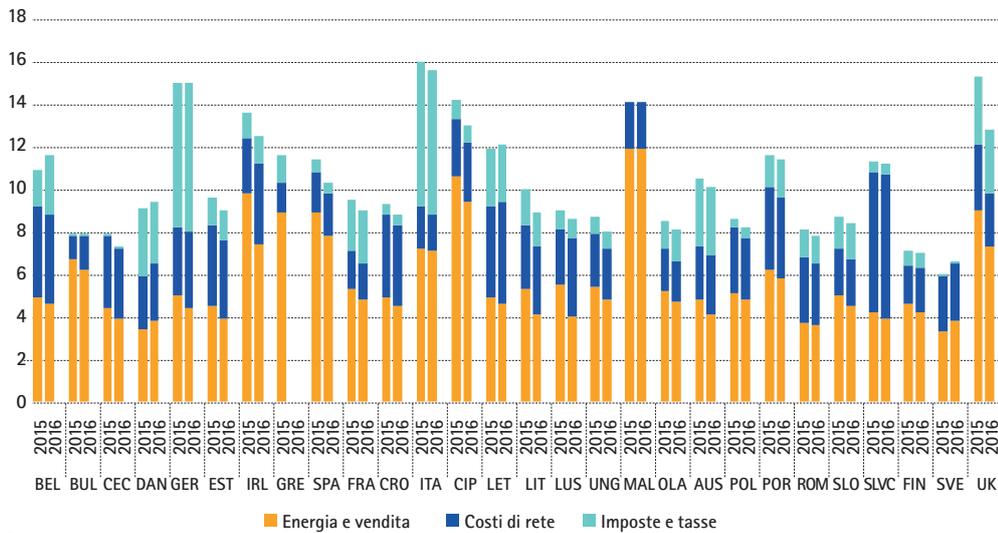


FIG. 1.19

Composizione dei prezzi per i consumatori industriali in Europa
Prezzi per la fascia IC con consumi 500-2.000 MWh/anno; c€/kWh

Fonte: Eurostat.

Prezzi del gas

Prezzi per le utenze domestiche

Nel 2016 i prezzi del gas naturale comprensivi di imposte per i consumatori domestici italiani risultano sensibilmente più alti della media dei prezzi dell'Area euro, a eccezione della prima classe di consumo (< 525 m³, perlopiù usi per cottura e acqua calda). Al netto delle imposte, le differenze sono limitate. Non si rilevano particolari differenze rispetto alla situazione registrata per il 2015.

Nel dettaglio, la prima classe di consumo presenta livelli di prezzo (114,75 c€/m³) lievemente inferiori (-1%) alla media euro, sia al netto sia al lordo delle imposte. Per contro, la classe intermedia (525-5.254 m³), che ha la quota maggiore sul totale dei consumi domestici (73,2%), presenta un livello al netto delle imposte lievemente superiore alla media (+3%), mentre al lordo delle imposte lo scostamento è nettamente più rilevante (+12%). La classe più elevata (oltre 5.254 m³, per lo più riscaldamenti centralizzati) presenta un prezzo netto inferiore alla media (-3%), mentre l'incidenza delle imposte risulta, in questo caso, significativa, determinando un prezzo complessivo superiore del 14% alla media dell'Area euro.

In termini di prezzi netti e lordi le variazioni, in calo, dei prezzi italiani

da un anno all'altro sono in linea con quelle medie europee.

La figura 1.20 riporta, a titolo di confronto tra il 2015 e il 2016, la dinamica dei prezzi finali per la classe intermedia (525-5.253 m³) nei singoli Paesi, unitamente a quella del prezzo all'ingrosso alla piattaforma olandese TTF. In Italia il prezzo è diminuito del 6% contro il 5,3% della media dell'Area euro.

Il prezzo del gas all'ingrosso per le transazioni *spot* ha conosciuto diminuzioni molto più significative del mercato finale, anche considerando i prezzi al netto dell'incidenza fiscale.

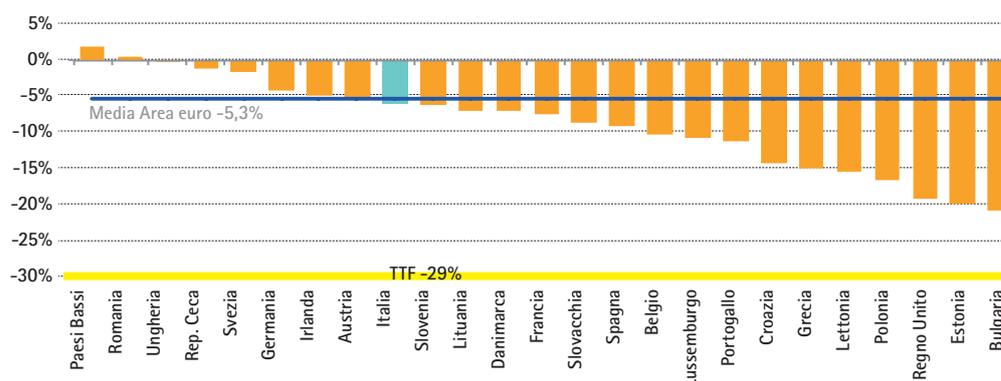
Dato che gli oneri hanno registrato solo una lieve riduzione, è cresciuta l'incidenza percentuale di quest'ultima componente. Come oramai da anni, si conferma il maggior peso dell'incidenza del fisco sui consumatori di gas italiani rispetto a quanto accade negli altri Paesi dell'Area euro.

Il peso della componente fiscale italiana sul prezzo finale è, infatti, il più elevato tra quelli registrati negli altri principali Paesi europei. Se nella prima classe di consumo esso si assesta su valori del tutto in linea con quelli della media dell'Area euro (25% contro 24,8%), nelle classi più elevate lo scarto è decisamente significativo: nella classe intermedia, infatti, i rispettivi valori sono 36% e 30%, mentre nella classe più elevata il 42% del nostro Paese si confronta con una media nell'Area euro del 34%. In queste due classi l'incidenza della

FIG. 1.20

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi domestici

Variazione percentuale 2016-2015 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 525,36 e 5.253,60 m³



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

TAV. 1.15

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori domestici nel 2016

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (m ³)					
	< 525,36		525,36-5.253,60		> 5.253,60	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	66,98	89,39	52,84	72,10	44,66	62,11
Belgio	62,19	81,41	43,55	57,14	38,37	50,35
Bulgaria	31,98	38,38	29,94	35,93	29,66	35,61
Cechia	79,76	96,51	50,08	60,60	46,55	56,32
Croazia	41,14	51,42	33,78	42,23	31,82	39,77
Danimarca	31,46	77,10	31,46	77,10	31,46	77,10
Estonia	29,20	38,41	26,72	35,63	24,25	32,66
Francia	116,95	145,41	54,08	70,12	44,41	58,02
Germania	84,82	111,49	51,62	68,89	46,90	63,31
Grecia	73,30	38,41	50,88	35,63	44,71	32,66
Irlanda	68,71	82,44	58,07	70,33	52,35	63,86
Italia	86,17	114,95	53,03	83,01	42,07	74,50
Lettonia	57,12	71,44	34,43	43,91	34,41	43,87
Lituania	62,34	75,41	34,97	42,31	n.d.	n.d.
Lussemburgo	47,15	53,83	39,42	46,14	39,71	46,54
Paesi Bassi	76,12	126,56	40,89	83,94	33,84	75,40
Polonia	47,08	57,91	35,80	44,05	31,88	39,62
Portogallo	86,51	112,61	70,29	91,96	66,41	87,01
Regno Unito	78,03	83,92	51,84	55,75	46,32	49,84
Romania	18,28	35,03	18,11	34,66	17,64	33,14
Slovacchia	88,26	105,91	39,90	47,87	42,20	50,65
Slovenia	52,04	71,87	43,49	61,46	38,91	55,87
Spagna	82,88	103,28	64,60	81,16	47,66	60,66
Svezia	117,16	184,70	65,47	120,08	56,67	109,08
Ungheria	29,75	37,78	29,31	37,22	29,41	37,35
Unione europea ^(A)	80,06	101,89	49,36	66,53	42,68	59,39
Area euro	87,41	116,24	51,28	74,03	43,34	65,63

(A) I dati relativi a Cipro, Finlandia e Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

componente fiscale in Italia cresce però meno che nell'Area euro (tra +0,5% e +1,7% contro +1,2% e +2,5%).

Guardando al confronto con i principali Paesi europei, il prezzo italiano per la classe di consumo più bassa, comprensivo

delle imposte, si conferma inferiore solo a quello francese. Nella seconda classe (come detto la più rilevante in termini di consumi per il nostro Paese), l'Italia presenta il prezzo più elevato (83 c€/m³), anche al confronto con la Spagna, che fino

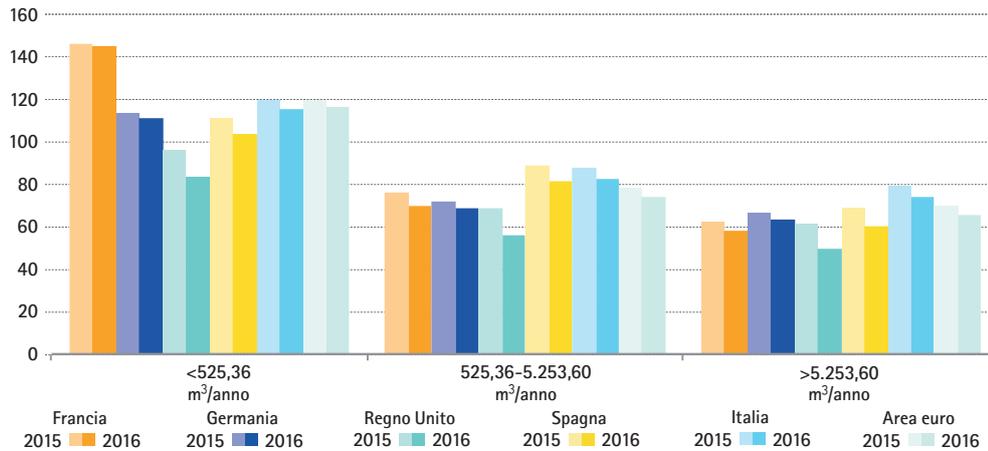


FIG. 1.21

Prezzi finali del gas naturale per usi domestici per i principali Paesi europei

Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

al 2015 aveva i prezzi leggermente più alti. Stesso primato italiano è anche per i prezzi della classe dei consumatori più grandi, come negli anni scorsi (Fig. 1.21).

Prezzi per le utenze industriali

Nel 2016 non si registrano novità di rilievo in termini di differenziali di prezzo del gas nemmeno tra i consumatori industriali italiani: le imprese italiane più piccole (con consumi annui fino a 263.000 m³) pagano per il gas i prezzi più elevati della media dei Paesi dell'Area euro, mentre quelle più grandi pagano prezzi più convenienti (Tav. 1.16). Nel dettaglio, per i consumatori industriali italiani della prima classe di consumo il differenziale nel prezzo comprensivo di imposte è del +13,7%, (era del +14,2% nel 2015), mentre per la seconda classe è pari al +6,8% (+5,3% nel 2015). A partire dalla terza classe (263.000-2.627.000 m³) il differenziale diventa negativo (prezzi più bassi della media dell'Area euro) ed è compreso tra il -14% della terza classe e il -4,5% dell'ultima classe. Per quest'ultima si rileva una variazione del differenziale più significativa rispetto all'anno precedente, quando si attestava sul -9%.

Le differenze tra il nostro Paese e gli altri Paesi europei sono dovute alla diversa articolazione dell'imposizione fiscale. Le imprese più piccole sono gravate da imposte più elevate rispetto alla media dell'Area euro, mentre quelle più grandi (con consumi oltre 263.000 m³) beneficiano della condizione opposta. In dettaglio, la prima classe presenta un'incidenza delle imposte sul prezzo finale pari al 32,4%, contro il 27,6% della media dell'Area euro, mentre per la seconda classe i valori si allineano a poco meno del 29% in entrambi i casi. I risultati si invertono a partire dalla

terza classe, con un 16,2% del caso italiano che si confronta con il 25,8% della media dell'Area euro. Differenziali ancora più favorevoli si confermano per la quarta classe (9% contro 23,8%) e per la quinta classe (7,9% contro 22,7%).

A conferma del fatto che i risultati del confronto con gli altri Paesi sono condizionati dalla struttura dell'imposizione fiscale, vi è che i prezzi al netto delle imposte sono quasi sempre superiori alla media dell'Area euro. I differenziali sono compresi tra il -3% della classe centrale (l'unica con segno negativo) e il +14% di quella più grande, e come già nel 2015 sono tutti in leggero peggioramento rispetto all'anno precedente. Nel nostro Paese, infatti, i prezzi netti risultano in calo minore rispetto a quelli medi dell'Area euro. Nel confronto con i principali Paesi europei (Fig. 1.22) per le prime due classi di consumo si confermano prezzi finali italiani del gas più elevati, mentre nelle classi successive la situazione è più variegata: per la classe più grande la Francia presenta un livello di prezzo lievemente inferiore nel 2016. Il Regno Unito beneficia invece di prezzi più convenienti per le due classi a maggiori consumi.

Nella penultima classe, quella con consumi compresi tra 2,63 M(m³)/anno e 26,27 M(m³)/anno, i prezzi finali al lordo delle imposte in Italia hanno avuto un calo del 15,2%, inferiore a quello dell'Area euro (-16,1%) (Fig. 1.23). Una diminuzione ancora maggiore di quella italiana ha riguardato il Regno Unito (-27%) e la Spagna (-20%), mentre in Germania la variazione (-13,9%) è stata inferiore a quella italiana e dell'Area euro.

La figura riporta la dinamica del Brent e del prezzo del gas alla piattaforma TTF, quali termini di paragone mostrando una dinamica dei prezzi in linea con quella del Brent (vedi il paragrafo "Mercato internazionale del petrolio")

TAV. 1.16

Prezzi finali del gas naturale per i consumatori industriali nel 2016

Prezzi al netto e al lordo delle imposte; imposte; c€/m³

	CONSUMATORI PER FASCIA DI CONSUMO ANNUO (migliaia di m ³)									
	< 26		26-263		263-2.627		2.627-26.268		26.268-105.072	
	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI	NETTI	LORDI
Austria	47,93	67,33	36,81	54,59	28,67	45,45	22,67	38,15	21,09	35,37
Belgio	40,92	52,00	32,17	41,67	24,95	32,74	21,07	26,69	17,63	21,93
Bulgaria	25,85	32,38	23,58	29,68	21,19	26,75	17,29	21,59	16,42	20,06
Cechia	39,32	49,03	29,16	36,74	26,30	33,27	22,78	29,02	23,24	29,57
Croazia	39,47	50,03	35,63	45,18	31,40	39,79	26,14	33,04	n.d.	n.d.
Danimarca	30,50	76,16	28,26	73,35	21,39	64,77	20,01	63,04	n.d.	n.d.
Estonia	25,24	33,65	23,76	32,17	22,27	30,19	21,78	29,69	21,28	29,20
Finlandia	n.d.	n.d.	32,55	60,93	28,55	55,98	26,02	52,84	23,68	49,93
Francia	45,19	60,38	37,59	50,46	32,66	43,40	23,07	28,80	20,20	22,82
Germania	43,17	56,44	32,95	44,27	31,20	42,20	23,76	33,33	19,61	28,40
Grecia	28,40	38,91	28,57	38,87	24,69	34,43	20,67	29,88	n.d.	n.d.
Irlanda	50,63	61,94	39,88	49,87	31,39	38,81	25,20	28,15	n.d.	n.d.
Italia	47,19	69,84	37,69	52,90	28,74	34,40	24,95	27,50	23,72	25,75
Lettonia	31,45	40,28	28,80	37,00	25,45	32,97	23,66	30,80	22,35	29,22
Lituania	33,48	40,52	29,07	35,18	27,14	32,83	20,96	25,35	n.d.	n.d.
Lussemburgo	39,99	44,43	40,22	44,07	34,85	39,14	26,31	28,63	n.d.	n.d.
Paesi Bassi	38,68	81,24	31,96	72,86	23,87	42,77	21,93	31,52	20,90	27,68
Polonia	38,11	47,78	36,00	45,22	27,54	34,59	23,13	28,82	17,73	21,82
Portogallo	63,27	82,31	40,91	51,81	31,88	40,07	26,84	33,41	25,47	31,43
Regno Unito	50,87	61,06	30,00	37,22	26,97	33,81	21,13	26,45	17,91	21,99
Romania	24,19	42,10	22,49	39,62	19,70	35,35	18,10	30,81	17,14	28,14
Slovacchia	45,15	55,85	36,53	45,51	31,24	39,17	28,13	35,44	28,67	36,07
Slovenia	44,08	60,04	42,33	58,80	30,19	43,34	24,52	33,42	n.d.	n.d.
Spagna	46,44	56,88	36,97	45,42	28,04	34,62	25,01	30,97	21,59	26,80
Svezia	58,47	111,24	43,28	92,27	30,90	76,79	27,64	72,71	27,75	72,85
Ungheria	33,26	44,81	30,17	40,80	29,29	39,73	25,89	35,38	22,50	31,19
Unione europea ^(A)	43,63	59,65	34,01	47,62	28,76	39,08	23,22	30,99	20,41	26,91
Area euro	44,46	61,42	35,23	49,53	29,62	39,93	23,72	31,14	20,86	26,97

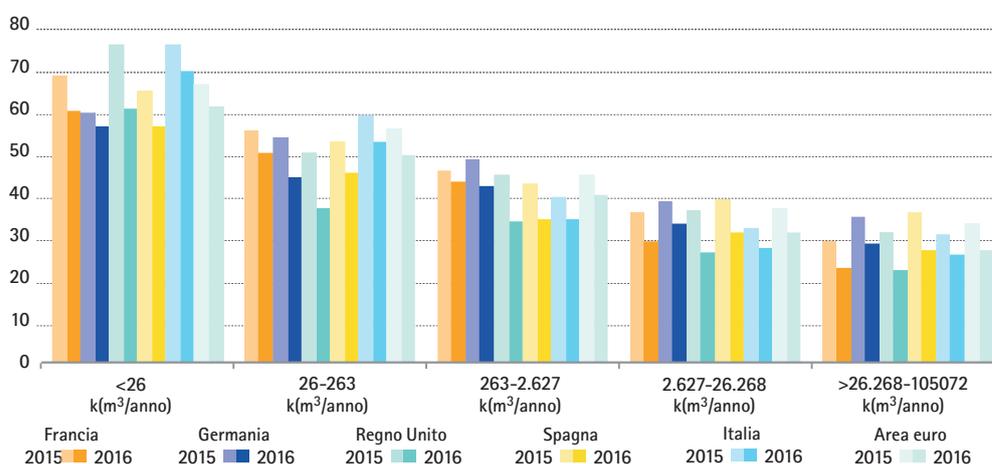
(A) I dati relativi a Cipro e a Malta non sono disponibili e quindi non sono presenti nella tavola.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

FIG. 1.22

Prezzi finali del gas naturale per usi industriali per i principali Paesi europei

Prezzi al lordo delle imposte; c€/m³



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

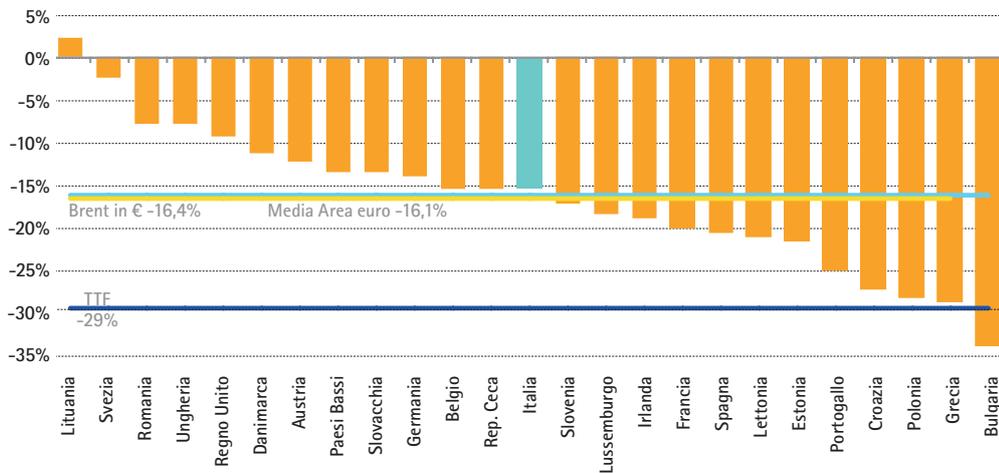


FIG. 1.23

Variazione dei prezzi finali del gas naturale per usi industriali

Variazione percentuale 2016-2015 dei prezzi al lordo delle imposte per consumi annui compresi tra 2,63 e 26,27 M(m³)

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Eurostat.

Domanda e offerta di energia in Italia

Il ritmo modesto di crescita dell'economia italiana è stato confermato anche nel 2016, con un tasso di incremento del PIL dello 0,9% (+0,8% nel 2015). Si tratta di un valore più basso rispetto agli altri Paesi della Comunità europea, che non consente di recuperare il distacco accumulato negli anni precedenti. Il PIL è ancora inferiore del 6% rispetto a quello del 2008, prima che iniziasse la più grave crisi economica della storia moderna. Crisi e crescita lenta del PIL, condizioni climatiche miti, diversa composizione della struttura produttiva, maggiore efficienza sono i fattori che hanno determinato, nel 2016, consumi energetici in leggero calo. Dopo il rimbalzo del 2015, il consumo interno lordo si attesta a 169 Mtep, 0,8 in meno, valore inferiore di quasi 30 Mtep rispetto al picco del 2005. L'intensità energetica del PIL, dopo la pausa del 2015, ha ripreso il trend di discesa, con un numero indice che torna al livello del 2014. Il calo dell'intensità energetica è fenomeno comune a tutte le economie sviluppate e parte dagli shock energetici degli anni '70. La riduzione si è attenuata, ma continua grazie alle politiche di sostegno all'efficienza e al calo del peso di alcuni settori industriali. Più interessante è l'inversione di tendenza dell'intensità elettrica, cominciata nel 2013 e ripresa con un nuovo calo nel 2016. Tradizionalmente i consumi di elettricità, anche nelle economie

sviluppate, crescevano a ritmi più sostenuti rispetto all'espansione del PIL, originando l'aumento dell'intensità elettrica. Il disaccoppiamento fra le due grandezze è in parte generato da innovazioni tecnologiche, ma hanno inciso anche la crisi e il cambiamento nella struttura produttiva. Più di recente, non va trascurato il peso che sulla dinamica dei consumi hanno avuto le condizioni climatiche. Tale trend è destinato probabilmente a perdurare in futuro, anche se lo sviluppo di altri settori - servizi, commercio e residenziale - potrebbe più che compensare la riduzione dei consumi elettrici finora registrata, così come una ripresa della produzione industriale. Questa incertezza sull'andamento della domanda futura accentua la complessità circa il disegno dei futuri mercati elettrici, caratterizzati, sul lato dell'offerta, da crescente penetrazione delle fonti rinnovabili e da maggiore autoproduzione.

Sul lato della domanda delle singole fonti, spicca la discesa del carbone, impiegato per lo più nella generazione elettrica, con un calo prossimo al 10% a 11,8 Mtep. Si tratta del picco minimo degli ultimi venti anni che deriva dall'obbligo dei produttori di elettricità di chiudere alcune centrali a carbone o di ridurre l'impiego. Ciò è avvenuto nonostante il carbone abbia consentito nel 2016 i costi di produzione di elettricità più bassi, anche perché i prezzi dei

permessi di emissione di CO₂ sono rimasti su valori molto bassi nel 2016: circa 5 €/t. È cresciuto il ricorso al gas naturale, salito del 5% a 58 Mtep, valore ancora inferiore di 12 Mtep rispetto al picco del 2008. Il recupero è, anche in questo caso, da ricondurre soprattutto alle dinamiche del settore termoelettrico, dove il calo del carbone, congiunto alla sensibile contrazione delle importazioni nette, ha indotto a ricorrere maggiormente al gas. Occorre notare come, fra fine 2016 e inizio 2017, il sistema di generazione a gas dell'Italia,

composto da cicli combinati fra i più moderni al mondo, abbia avuto un netto incremento di produzione e di redditività, per effetto della crisi del nucleare francese, che copre gran parte delle esportazioni di elettricità verso l'Italia. Le importazioni di energia elettrica dall'estero negli ultimi decenni sono rimaste stabili intorno a 10 Mtep (circa 44 TWh), ma nel 2016, a causa dei problemi di manutenzione nelle centrali nucleari francesi, sono sensibilmente cresciute le esportazioni, sempre da parte dei cicli combinati, verso la Francia.

TAV. 1.17

Bilancio energetico nazionale
nel 2015 e nel 2016

Mtep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2016						
1 Produzione	0,30	4,74	3,75	31,57	-	40,35
2 Importazione	11,64	53,47	82,07	1,91	9,50	158,59
3 Esportazione	0,24	0,17	28,82	0,22	1,35	30,81
4 Variazione delle scorte	-0,08	-0,05	-0,82	0,04	0,00	-0,90
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	11,78	58,08	57,81	33,21	8,15	169,03
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,14	-1,65	-3,88	-0,01	-38,18	-43,87
7 Trasformazione in energia elettrica	-9,33	-18,30	-1,96	-24,67	54,27	-
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,31	38,13	51,97	8,53	24,23	125,17
- industria	2,24	12,31	2,97	0,11	9,04	26,67
- trasporti	-	0,89	35,82	1,28	0,90	38,90
- usi civili	0,00	24,14	3,11	7,11	13,84	48,19
- agricoltura	-	0,13	2,20	0,03	0,46	2,81
- usi non energetici	0,07	0,66	4,95	-	-	5,67
- bunkeraggi	-	-	2,93	-	-	2,93
ANNO 2015						
1 Produzione	0,39	5,55	5,47	30,69	-	42,10
2 Importazione	13,00	50,12	80,53	1,99	11,19	156,83
3 Esportazione	0,27	0,18	27,47	0,12	0,98	29,02
4 Variazione delle scorte	0,06	0,19	-0,16	-0,01	-	0,08
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,05	55,30	58,69	32,58	10,20	169,82
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,15	-1,61	-4,07	-0,01	-39,88	-45,71
7 Trasformazione in energia elettrica	-10,55	-16,89	-2,19	-24,78	54,40	-
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	2,35	36,81	52,44	7,79	24,72	124,11
- industria	2,28	11,47	4,00	0,10	9,17	27,01
- trasporti	-	0,90	35,78	1,15	0,93	38,77
- usi civili	0,00	23,73	3,08	6,51	14,14	47,46
- agricoltura	-	0,14	2,15	0,02	0,49	2,80
- usi non energetici	0,08	0,57	4,82	0,00	-	5,47
- bunkeraggi	-	-	2,60	-	-	2,60

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

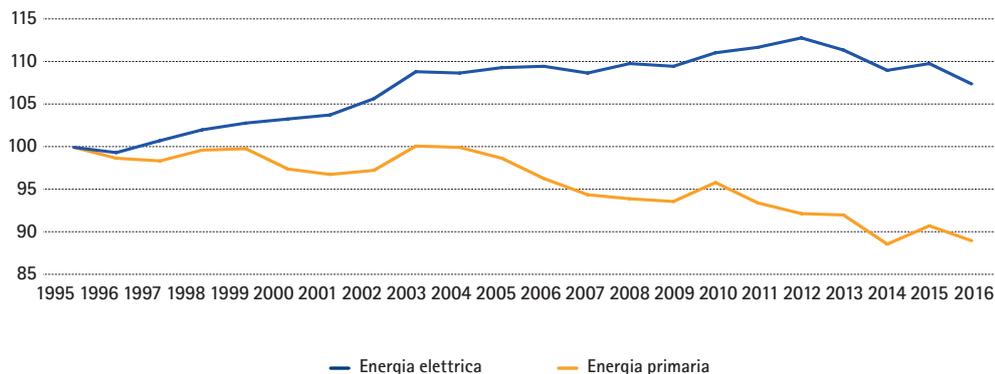


FIG. 1.24

Intensità energetica del PIL dal 1995

Numeri indice 1995=100

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, del Ministero dello sviluppo economico e di Terna.

Tale situazione si potrebbe ripetere nei prossimi anni, comprimendo le importazioni elettriche e aumentando quelle da cicli combinati a gas. Nel 2016 il gas ha visto comunque aumentare i suoi consumi anche nel settore industriale (+7,3%)

I consumi di petrolio sono invece scesi dell'1,5% a 57,8 Mtep, livello prossimo al minimo storico del 2014 di 57,3 Mtep. In vent'anni la domanda petrolifera in Italia si è quasi dimezzata. Il calo ha riguardato per lo più il settore termoelettrico, dove gli alti consumi di olio combustibile del passato sono stati sostituiti da gas naturale o fonti rinnovabili. I consumi di petrolio sono oggi concentrati per il 60% nel settore dei trasporti, dove al momento tutte le alternative faticano a penetrare.

Gli idrocarburi (gas e petrolio) coprono ancora oggi il 70% dei

consumi energetici totali con circa 116 Mtep. In passato la crescita della produzione nazionale di tali fonti poteva alleggerire la dipendenza energetica dall'estero. Al contrario, anche nel 2016 la produzione di gas e petrolio nazionale ha raggiunto il nuovo minimo storico a 9 Mtep per la decisione di bloccare, in diverse aree, lo sfruttamento delle abbondanti risorse ancora disponibili.

Nel complesso la dipendenza italiana da fonti estere si è collocata al 76%, contro il 75% dello scorso anno.

Dopo l'inversione di tendenza del 2015, la produzione elettrica da fonti rinnovabili è tornata a salire, anche se in modo contenuto rispetto al passato: +1,9% a 33,2 Mtep. Questo valore, inferiore di 1,5 Mtep rispetto al picco di 34,7 Mtep del 2014, è stato raggiunto con dinamiche assai differenti fra le singole rinnovabili.

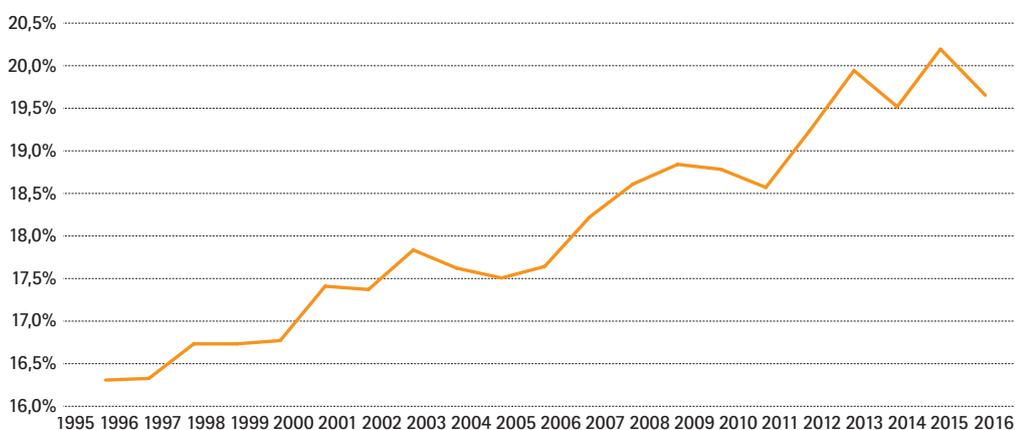


FIG. 1.25

Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1995

Valori percentuali

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del Ministero dello sviluppo economico.

L'idroelettrico ha sofferto ancora la scarsità d'acqua, scendendo del 9% a 41 TWh, in netto calo dal record storico del 2014 di 59 TWh. In forte crescita è stato l'eolico: +19% a 17 TWh, mentre stabile a 22 TWh è rimasta la produzione fotovoltaica, così come quella da biomasse a 18 TWh. Le scarse precipitazioni di fine 2016 ed inizio 2017 comporteranno anche nel 2017 un limitato apporto del grande idroelettrico, di gran lunga la rinnovabile più importante e quella che più incide sul dato complessivo delle fonti diverse dai fossili.

Circa i settori finali di consumo, continua l'arretramento dei consumi industriali, scesi a un nuovo minimo relativo di 26,7 Mtep, valore non più raggiunto dagli anni '60. Il settore dei trasporti è ancora in

salita, con una modesta dinamica che riflette il lieve incremento del PIL. Il 92% dei consumi del settore trasporti è coperto da prodotti petroliferi, quota che rimane sostanzialmente stabile, mentre la penetrazione del vettore elettrico, su cui si concentrano gli sforzi delle politiche della mobilità sostenibile, rimane ferma al 2% del totale e riferibile quasi completamente al trasporto pubblico su rotaia. Il settore civile, con 48,2 Mtep, è quello che registra le dinamiche più vivaci, per effetto della crescente penetrazione elettrica e come conseguenza del maggiore contributo al PIL dei servizi privati e della pubblica Amministrazione. Stabili su valori molto più bassi sono gli impieghi in agricoltura, usi non energetici e bunkeraggi.

2.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2016

La tavola 2.1 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia, con il dettaglio delle disponibilità nel 2016 a confronto con l'anno precedente. I dati, di fonte Terna, presentano per il 2016 valori provvisori e possono differire da quelli illustrati in altre pubblicazioni in considerazione del diverso periodo in cui le stesse sono state rese disponibili. Al momento della chiusura di questo Volume della Relazione Annuale non è ancora disponibile il bilancio di Terna che considera congiuntamente disponibilità e impieghi.

La richiesta di energia elettrica, rispetto all'anno precedente, è diminuita del 2,1% passando dai 316,9 TWh del 2015 ai 310,3 TWh del 2016.

La produzione nazionale, aumentata dell'1,2%, ha coperto una quota del fabbisogno complessivo nazionale pari all'89% (contro l'86% a consuntivo per il 2015). Le importazioni sono decisamente diminuite rispetto all'anno precedente, passando dai 50,8 TWh del 2015 ai 43,2 TWh del 2016, e facendo dunque registrare una contrazione del 15,1%; per contro, le esportazioni, specialmente quelle verso

Grecia e Malta, sono aumentate del 37,7%, raggiungendo in termini assoluti 6.155 GWh.

Il bilancio degli operatori del settore elettrico presentato in queste pagine (Tav. 2.2) si basa sui dati forniti dagli operatori stessi nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati e offre una sintetica visione d'insieme del settore, in particolare del contributo dei vari gruppi industriali. Si rimanda al seguito del Capitolo per una trattazione più in dettaglio delle dinamiche che hanno interessato le varie fasi della filiera del settore elettrico.

Ai fini della redazione del bilancio, i dati inviati dai produttori e dagli autoproduttori, dai venditori all'ingrosso e/o al dettaglio, sono stati suddivisi in gruppi e classificati sulla base delle vendite al mercato finale (libero, maggior tutela e salvaguardia). L'appartenenza a un gruppo societario è dichiarata da ciascun operatore presso l'Anagrafica operatori ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08; quando un operatore dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerato come gruppo a sé¹.

	2015	2016 ^(A)	VARIAZIONE
Produzione netta	272.428	275.649	1,2%
Ricevuta da fornitori esteri	50.849	43.181	-15,1%
Ceduta a clienti esteri	4.471	6.155	37,7%
Destinata ai pompaggi	1.909	2.424	27,0%
Disponibilità per il consumo	316.897	310.251	-2,1%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Terna.

TAV. 2.1

Bilancio di Terna dell'energia elettrica nel 2015 e nel 2016 GWh

¹ Con la delibera 25 ottobre 2012, 443/2012/A, l'Autorità ha determinato i criteri per esonerare da questo obbligo, e da altri a esso connessi, i piccoli produttori elettrici con una potenza complessiva inferiore o uguale a 100 kW, che non svolgono altre attività nei settori di competenza dell'Autorità (compreso il teleriscaldamento/teleraffrescamento come ha stabilito la delibera 9 luglio 2015, 339/2015/R/tlr) e già registrati presso il sistema GAUDÌ di Terna. Le imprese che possiedono tutte queste caratteristiche non sono tenute all'invio dei dati nell'ambito dell'Indagine annuale, pertanto i dati relativi alla produzione elettrica non includono l'energia da essi generata.

I dati, che sono da ritenersi provvisori, rappresentano il 93% del valore provvisorio della produzione nazionale pubblicato da Terna e il 94% dei consumi finali.

È opportuno precisare che nel bilancio degli operatori è presente una classe denominata “Senza vendite” in cui ricadono tutti quei gruppi che, pur non svolgendo l'attività di vendita al mercato finale, sono comunque attivi nell'attività di produzione di energia elettrica. In particolare si evidenzia che, come di consueto, la maggior parte degli autoconsumi (incluse le cessioni nell'ambito di sistemi semplici di produzione e consumo e quelle a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione), pari al 55,3%, è attribuita ai gruppi appartenenti a questa categoria, evidentemente popolata da soggetti autoproduttori.

Nel bilancio, Enel ed Edison si confermano i due gruppi principali; essi hanno venduto nel 2016, rispettivamente, 88,4 TWh e 11,8 TWh. Mentre Enel ha visto un aumento delle sue vendite di quasi 3 TWh,

le vendite del gruppo Edison sono in calo di oltre 5 TWh rispetto all'anno precedente in virtù di una consistente diminuzione di clienti non domestici nel proprio portafoglio clienti.

Le vendite finali di Eni, che è il terzo gruppo industriale, sono praticamente stabili rispetto all'anno precedente (10,7 TWh) e, dunque, ricadono nella classe degli operatori che nel 2016 hanno venduto tra 5 e 15 TWh, insieme ai gruppi Hera, Axpo Group, Acea, Gala, A2A, E.On, Metaenergia e Sorgenia. In pratica si tratta degli stessi gruppi che popolavano questa classe nell'anno precedente, sebbene con posizioni diverse come si avrà modo di apprezzare più avanti nell'ambito del paragrafo sulle vendite finali.

Nella classe dei gruppi societari con vendite comprese tra 1 e 5 TWh, si contano 19 diversi gruppi societari, rispetto ai 25 dello scorso anno, e vanno dal più grande, Iren, con vendite finali per quasi 5 TWh, a poco più di 1 TWh (1,0) di C.U.R.A. - Consorzio Utilities Ravenna.

Tra i soggetti con vendite comprese tra 0,5 e 1 TWh, sono presenti

TAV. 2.2

Bilancio degli operatori del settore elettrico nel 2016
TWh; valori riferiti ai gruppi industriali

	GRUPPO ENEL	GRUPPO EDISON	5-15 TWh	1-5 TWh	0,5-1 TWh	0,1-0,5 TWh	0-0,1 TWh	SENZA VENDITE	TOTALE
Produzione nazionale lorda	64,0	22,4	52,8	33,1	0,5	1,0	3,8	92,4	270,0
Produzione nazionale netta	60,8	21,8	51,0	32,5	0,4	0,9	3,7	89,2	260,3
Energia destinata ai pompaggi	2,4	0,0	0,0	0,0	-	-	0,0	-	2,4
Importazioni ^(A)									43,2
Esportazioni ^(A)									6,2
Perdite di rete ^(B)									19,2
Autoconsumi ^(C)	-	1,1	5,3	3,3	0,0	0,0	0,8	13,1	23,7
Vendite finali	88,4	11,8	65,8	54,5	13,0	12,3	4,8	-	250,6
Mercato libero	40,8	11,8	59,2	53,1	13,0	11,8	4,0	-	193,7
Domestico	11,1	1,1	5,5	2,2	0,4	1,1	0,6	-	22,1
Non domestico	29,7	10,7	53,7	51,0	12,5	10,7	3,4	-	171,7
- Bassa tensione	13,8	1,6	14,3	13,8	4,1	4,1	2,1	-	53,9
- Media tensione	11,4	5,8	31,9	27,6	7,8	5,2	1,1	-	90,7
- Alta e altissima tensione	4,5	3,2	7,5	9,6	0,6	1,5	0,2	-	27,1
Maggior tutela	45,5	-	4,5	1,4	0,0	0,5	0,8	-	52,7
Domestico	30,6	-	2,8	0,9	0,0	0,3	0,4	-	35,1
Non domestico	14,9	-	1,7	0,5	0,0	0,1	0,4	-	17,6
Salvaguardia	2,1	-	2,2	-	-	-	-	-	4,2
- Bassa tensione	0,7	-	0,8	-	-	-	-	-	1,5
- Media tensione	1,3	-	1,2	-	-	-	-	-	2,5
- Alta e altissima tensione	0,1	-	0,2	-	-	-	-	-	0,3

(A) Le importazioni, le esportazioni e le perdite di rete sono di fonte Terna.

(B) Stima AEEGSI.

(C) Sono incluse le vendite a clienti finali non allacciati alle reti di distribuzione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

17 gruppi le cui vendite medie sono pari a 765 GWh. Nella classe dei gruppi che vendono tra 100 e 500 GWh, sono presenti 46 gruppi con vendite medie pari a 257 GWh, in aumento dunque rispetto all'anno scorso quando il valore era pari a quasi 248 GWh.

Nella classe dei venditori più piccoli che non superano i 100 GWh di vendite al mercato finale, sono presenti 338 gruppi (rispetto ai 317 dell'anno precedente), ciascuno dei quali in media vende 13,9 GWh (contro i 12,3 GWh del 2015), anche se si passa dai quasi 100 GWh del gruppo più grande alle poche centinaia di kWh dei gruppi più piccoli. Tra i gruppi di più piccola dimensione, infatti, sono 214 quelli che hanno vendite inferiori a 10 GWh; ciò conferma la tendenza rilevata già negli anni passati di una crescita significativa del numero di operatori che vendono energia elettrica sul mercato libero.

Relativamente alla produzione di energia elettrica, il 36,8% della generazione netta è riconducibile a fonti rinnovabili; tale quota è addirittura pari all'81% nel caso dei gruppi con vendite comprese tra 100 e 500 GWh e al 79,3% per quelli con vendite finali comprese tra 0,5 e 1 TWh. Nel gruppo Enel questa quota è pari al 39%, in Edison al 15,8%, mentre nei gruppi ricadenti nella classe 5-15 TWh la quota è pari al 14,7%.

Relativamente al mercato finale, come già evidenziato negli ultimi anni, il 22,8% è da attribuirsi ai clienti domestici. Nel caso del gruppo Enel la quota sale però al 47,2% in quanto esso, con l'impresa Servizio Elettrico Nazionale, è il gruppo che ha la quota maggiore

del servizio di maggior tutela; è opportuno, tuttavia, precisare che nel 2015 tale quota era pari al 50,9%. La quota di vendita al settore domestico è rilevante anche tra i gruppi con vendite fino a 100 GWh (22,1%), in quanto, come noto, in questa classe ricadono molti esercenti il servizio di vendita in maggior tutela e molti nuovi venditori del mercato libero che vi entrano, tipicamente, fornendo energia elettrica ai clienti più piccoli, sia domestici sia non domestici. È in questa classe, infatti, che si registra una quota di vendite ai clienti non domestici in bassa tensione (66,4%) che è seconda solo a quella del gruppo Enel (63,2%) per le ragioni esplicitate sopra.

Le vendite ai grandi clienti industriali in alta e altissima tensione rimangono, invece, rilevanti per il secondo gruppo nazionale Edison (30,4%), per i gruppi con vendite comprese tra 1 e 5 TWh (18,7%), per i gruppi con vendite comprese tra 100 e 500 GWh (13,7%) e per quelli con vendite comprese tra 5 e 10 TWh (13,4%). Le vendite al mercato dei consumatori finali forniti in media tensione rappresenta, invece, oltre la metà delle vendite per tutte le classi di operatori, eccetto Enel e i gruppi più piccoli; tale quota in questi casi è, rispettivamente, pari al 27,1% (in crescita rispetto allo scorso anno quando era pari al 21,2%), al 47,5% (gruppi con vendite comprese tra 100 e 500 GWh che nel 2015 avevano questa quota pari al 49,3%) e al 29% (gruppi con vendite fino a 100 GWh che nel 2015 vendevano ai clienti in media tensione il 34% del totale complessivo).

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

Per il secondo anno consecutivo la produzione nazionale lorda è aumentata passando dai 283 del 2015 ai 289,3 TWh del 2016 (+2,2%).

A tale aumento ha contribuito la produzione termoelettrica, che è cresciuta di circa il 4% rispetto all'anno precedente. Il gas naturale ha conosciuto l'incremento più significativo (+13,7%), mentre è consistentemente diminuito l'utilizzo del carbone (-17,6%) e ancor più quello dei prodotti petroliferi (-26,6%).

La produzione termoelettrica ha soddisfatto l'aumento della domanda interna, anche a fronte del calo delle importazioni dalla Francia nell'ultimo trimestre dell'anno, determinato dall'indisponibilità in quel periodo di circa un terzo del parco di generazione nucleare oltralpe. L'Autorità francese di vigilanza sulla sicurezza nucleare, infatti, ha imposto dei test di sicurezza sugli impianti, a causa dei quali le centrali sono rimaste temporaneamente ferme.

La produzione termoelettrica ha fatto fronte anche all'ulteriore contrazione della produzione da rinnovabile (-1,1%), sebbene molto

più contenuta rispetto agli scorsi anni. Per effetto di queste dinamiche, nel 2016 il termoelettrico ha coperto il 62% della produzione totale, mentre le rinnovabili hanno assicurato il restante 37% (era il 39% nel 2015 e il 43% nel 2014).

Se nel complesso, come già accennato sopra, la produzione da rinnovabili è diminuita, al suo interno però è stata decisamente significativa la crescita dell'eolico (+19%), mentre risultano in discesa rispetto al 2015 sia l'idroelettrico (-7,2%) sia il fotovoltaico (-3,7%).

In termini di quota sul totale della produzione da rinnovabili, tra il 2015 e il 2016 l'idroelettrico ha visto un calo (dal 41,8% al 39,2%) a favore dell'eolico (passato dal 13,6% al 16,4%), mentre le altre fonti rimangono sostanzialmente costanti, a eccezione di una lieve flessione del fotovoltaico, passato dal 21% al 20,5%.

I dati riportati nei grafici e nelle tavole a seguire di questo paragrafo sono frutto di quanto rilevato nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, i cui dati sono da intendersi come provvisori. Si segnala che, come di consueto, nel numero dei produttori non sono inclusi gli operatori per i quali non vige l'obbligo di iscrizione

TAV. 2.3

Produzione lorda per fonte
2012-2016
GWh

FONTE	2012	2013	2014	2015	2016(A)
Produzione termoelettrica	205.075	176.897	157.439	172.658	179.839
Solidi	49.141	45.104	43.455	43.201	35.608
Gas naturale	129.058	109.876	93.637	110.860	126.023
Prodotti petroliferi	7.023	5.418	4.764	5.620	4.127
Altri	19.852	16.499	15.583	12.976	14.081
Idroelettrico da pompaggi	1.979	1.898	1.711	1.432	1.825
Produzione da fonti rinnovabili	92.222	111.999	120.677	108.904	107.654
Idroelettrico	41.875	52.773	58.545	45.537	42.250
Eolico	13.407	14.897	15.178	14.844	17.648
Fotovoltaico	18.862	21.589	22.306	22.942	22.104
Geotermico	5.592	5.650	5.916	6.185	6.289
Biomassa e rifiuti	12.487	17.090	18.732	19.396	19.363
PRODUZIONE TOTALE	299.276	290.794	279.827	282.994	289.318

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Terna.

all'Anagrafica operatori dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, ai sensi della delibera 443/2012/A².

La tavola 2.4 mostra la potenza lorda e netta in Italia nel 2016: da essa si evince che nel complesso la potenza disponibile netta risulta diminuita anche nel 2016, per un valore pari a 2,9 GW. In particolare si registra l'uscita dal settore di ulteriori 4,1 GW di potenza termoelettrica (dopo i 7,7 GW del 2015) in gran parte di impianti entrati in esercizio prima del 2000.

Per effetto di queste dinamiche, la quota di capacità costruita prima del 2000 è passata dal 38% del 2015 al 34% del 2016, mentre la quota di tale capacità risalente al decennio post liberalizzazione 2000-2010 ha toccato quasi il 66%.

Nel 2016 la potenza complessiva, che si è attestata sui 104,1 GW, si ripartisce tra un 45% di rinnovabile e un 55% di termoelettrica.

Si segnala che nell'anno 2016 si è avuto, nel mese di luglio, un fabbisogno di potenza alla punta pari a 53,6 GW (60,5 GW nel 2015), mentre il picco invernale è stato pari a 53 GW (51,2 GW nel 2015).

La tavola 2.5 riporta per le due fonti, termica e rinnovabile, il numero dei produttori, la potenza disponibile, con indicazione di quella inferiore a 1 MW, e la generazione.

La tavola mostra come gli operatori ai quali corrisponde la quota maggiore di capacità (242 soggetti, erano 207 nel 2015) dispongano di potenza sia termoelettrica sia rinnovabile, per un totale di quasi 55.000 MW.

Il 49% di questa potenza (55% nel 2015) è detenuto da 68 operatori, per i quali la fonte rinnovabile incide per una quota compresa tra il 30% e il 60% della potenza lorda.

Nel complesso, però, è diminuita la potenza complessiva da essi detenuta, passata dai 60.232 MW del 2015 ai quasi 55.000 del 2016. Anche la generazione per questi soggetti appare in calo.

Nel caso degli operatori con sola potenza rinnovabile, sono cresciuti ulteriormente sia il numero di soggetti operanti nelle rinnovabili sia le relative capacità e generazione.

	IDROELETTRICA	RINNOVABILE	TERMOELETTRICA	TOTALE
Potenza lorda	22,6	24,0	57,6	104,1
Potenza netta	22,4	23,5	55,4	101,2
- di cui:				
fino al 1975	11,2	0,0	5,4	16,6
dal 1975 al 1990	3,5	0,1	2,5	6,0
dal 1991 al 2000	2,2	0,7	9,2	12,0
dal 2001 al 2010	3,2	8,0	34,3	45,5
dopo il 2010	2,3	14,7	4,1	21,3

(A) I dati si riferiscono alle imprese partecipanti all'Indagine come più diffusamente spiegato nel testo.
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FONTE	NUMERO PRODUTTORI	POTENZA LORDA (MW)	GENERAZIONE LORDA (TWh)
Termoelettrica	398	15.917	59,5
di cui < 1 MW	83	37	3,0
Rinnovabile	12.671	33.218	81,1
di cui < 1 MW	10.014	4.444	10,1
Mista	242	54.970	129,4
di cui < 1 MW	48	22	0,0
TOTALE	13.311	104.105	270,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.4

Potenza lorda e netta in Italia per anno di entrata in esercizio degli impianti GW

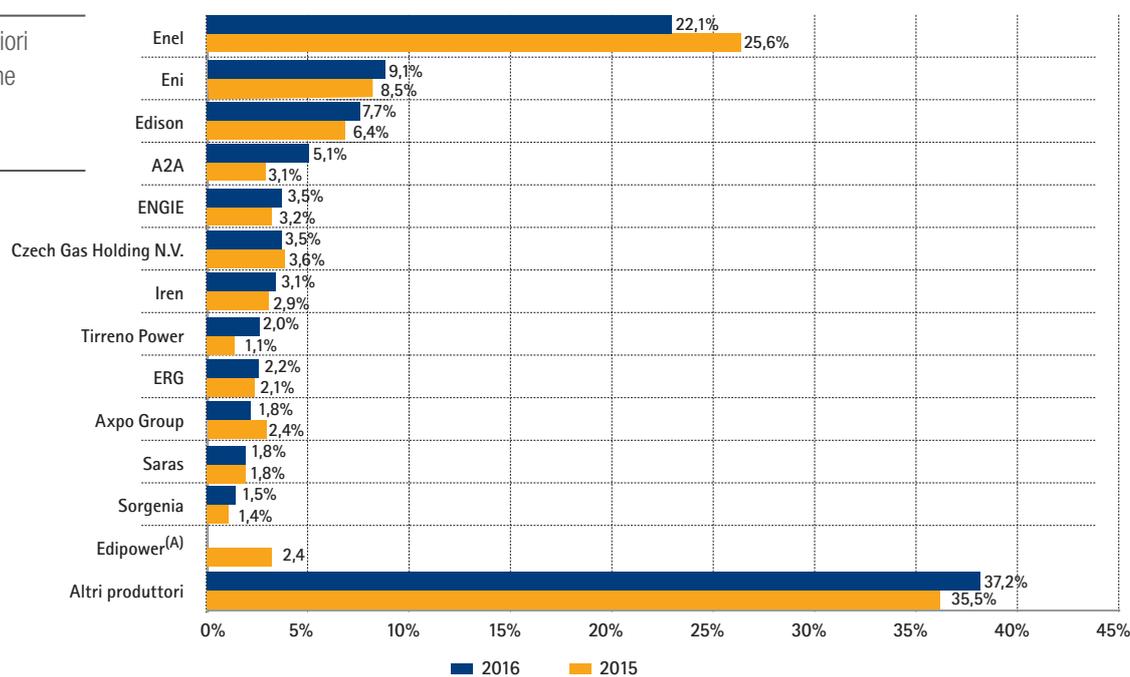
TAV. 2.5

Produttori, impianti e generazione nel 2016 per fonte

2 Si tratta sostanzialmente di produttori i cui impianti hanno una potenza complessiva inferiore a 100 kW e che non svolgono altre attività nei settori elettrico, gas, idrico e teleriscaldamento e/o teleraffrescamento.

FIG. 2.1

Contributo dei maggiori gruppi alla produzione nazionale lorda
Confronto 2016-2015



(A) Edipower è stata interamente acquisita da A2A nel corso del 2016.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.1 mostra il contributo dei principali gruppi societari alla generazione lorda negli ultimi due anni; a parte Enel e Axpo Group, la cui quota di mercato è leggermente diminuita, tutti gli altri gruppi hanno evidenziato quote stabili o in aumento rispetto allo scorso anno. In particolare, l'aumento più significativo si è registrato per Edison (il cui contributo è passato dal 6,4% al 7,7%) e per A2A (passata dal 3,1% al 5,2%). L'incremento del contributo di A2A è da imputarsi all'acquisizione di Edipower, i cui impianti sono passati interamente al gruppo milanese dall'inizio del 2016. Nello specifico, dopo che A2A ha acquisito l'intero capitale sociale di Edipower, quest'ultima, nel luglio 2016, ha ceduto ad A2A Gencogas (ex Abruzzo Energia) gli impianti di Chivasso, Piacenza e Sermide e ad A2A Energiefuture quelli di San Filippo del Mela e Brindisi. Alla fine dell'anno, infine, Edipower è stata incorporata da A2A.

La quota degli altri produttori di minore dimensione è anch'essa aumentata, passando dal 36,3% al 37,2%.

L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 718, risulta in diminuzione rispetto al 2015, quando era pari a 831.

Per quanto riguarda la composizione societaria degli operatori di produzione nel 2016 che hanno partecipato alla rilevazione, le quote del capitale sociale sono detenute in prevalenza da persone fisiche (56,5%), quindi da società diverse (30,5%) ed enti pubblici (5,0%), mentre la quota delle imprese energetiche estere è dell'1,2%. Rispetto all'anno precedente, dunque, è cresciuta la quota delle imprese che sono in carico a persone fisiche (nel 2015 questa quota era pari al 51,6%), mentre sono scese sia quella detenuta da società diverse (nel 2015 pari al 34,1%) sia quella detenuta da enti pubblici (nel 2015 pari al 5,3%). Rispetto all'anno precedente, per contro, non si rilevano differenze relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale delle imprese produttrici di energia elettrica: il 93,4% delle quote di capitale è in mano a soci di provenienza nazionale; del restante 6,6%, il 2% è di provenienza tedesca, mentre l'1,6% è lussemburghese³.

La figura 2.2 mette a confronto, per i principali operatori, la ripartizione percentuale tra le diverse fonti sia in termini di capacità sia in termini di generazione. Per il 2016 spicca, in generale, il maggior ricorso alla produzione termoelettrica.

³ Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

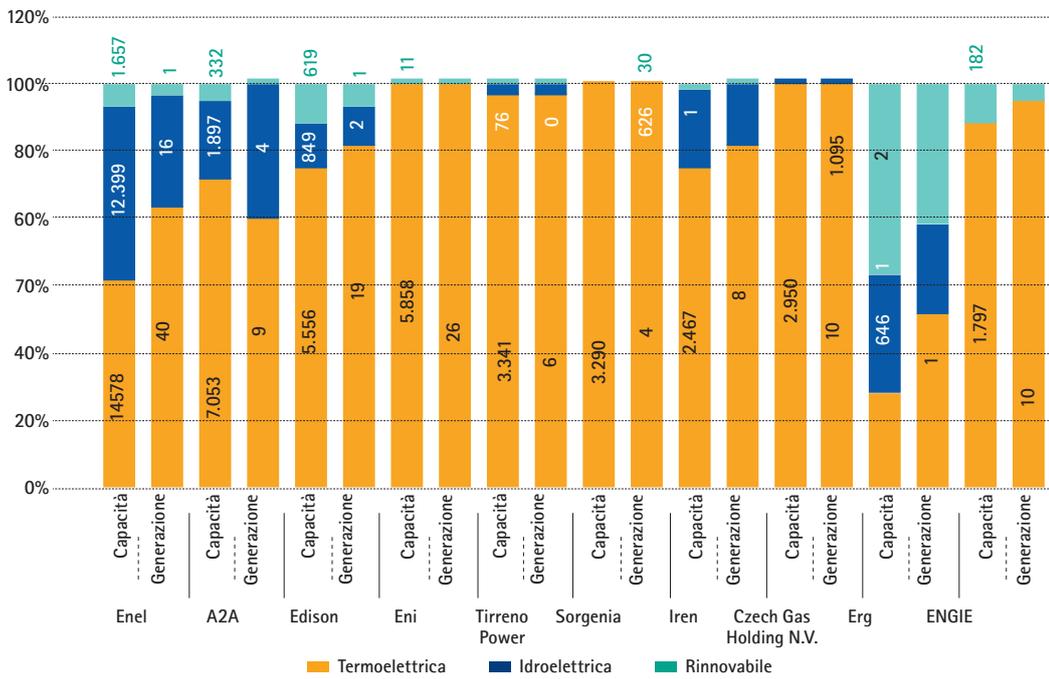


FIG. 2.2

Capacità e generazione lorda per i maggiori gruppi nel 2016
Capacità in MW; generazione in TWh

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

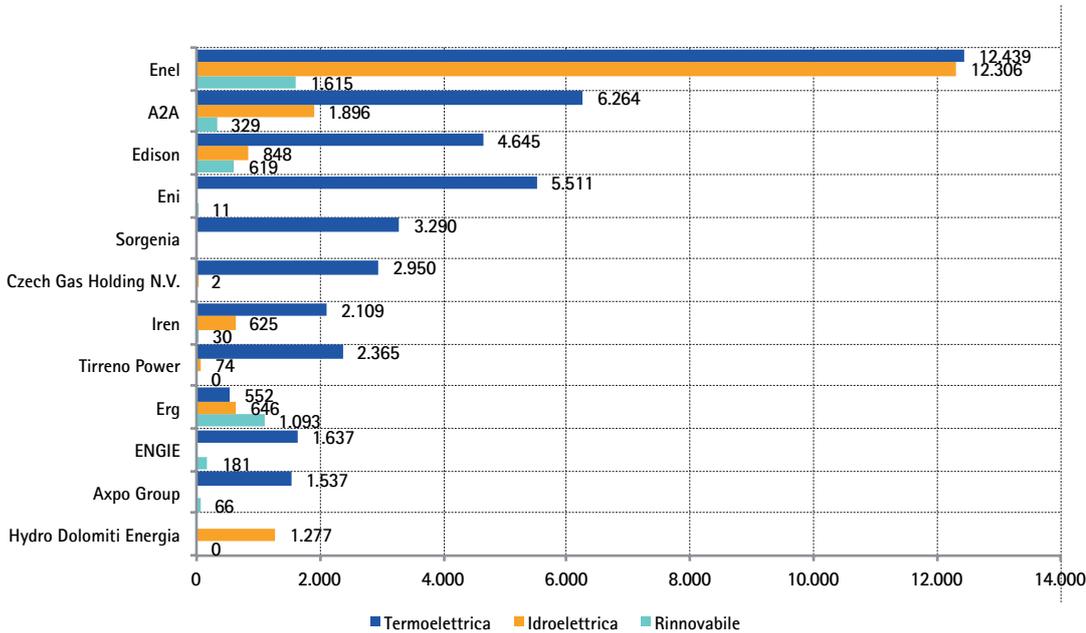


FIG. 2.3

Potenza disponibile (per almeno il 50% delle ore) per i maggiori gruppi nel 2016
MW

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.3 mostra i gruppi che nel corso del 2016 hanno avuto una capacità funzionante per più del 50% delle ore superiore a 1.000 MW; tale potenza, che per il totale degli operatori rappresenta il 91% di quella complessivamente rilevata, nel caso dei maggiori gruppi rappresenta: il 71% per Tirreno Power, più dell'80% per Iren

ed Edison e oltre il 90% per Enel, A2A, Eni ed Engie. Per gli altri gruppi (Sorgenia, Czech Gas Holding, Axpo Group e Hydro Dolomiti Energia) la potenza disponibile per più del 50% delle ore corrisponde con quella totale.

Le tavole 2.6 e 2.7 riportano i principali operatori nella produzione

termoelettrica e rinnovabile, e il dettaglio per ciascuna fonte nelle due tipologie di produzione.

Enel, primo operatore nella generazione termoelettrica, utilizza gran parte del carbone impiegato nel settore, con una quota che è scesa all'84,9%, tornando dunque sui valori del 2014 (nel 2015 la quota era dell'88,2%). Rispetto all'anno precedente, Enel ha ridotto ulteriormente la quota dell'utilizzo di prodotti petroliferi, scesa al 9,9% contro il 10,5% dello scorso anno, mentre è costante nella propria quota di gas.

Eni si conferma, invece, il principale utilizzatore di gas, con una quota del 19,3% in leggero calo rispetto al 2015 (20,3%), seguita da Edison, che ha aumentato la propria quota di produzione da gas naturale passando dal 14,2% al 15,4%. Particolarmente elevata è la quota di generazione da prodotti petroliferi di A2A che, a seguito dell'acquisizione di Edipower, ricopre il 70,6% della produzione totale da questo combustibile. Si evidenzia, infine, la quota di produzione da altre fonti di Saras, Eni e Lukoil, pari rispettivamente al 43,1%, al 24% e al 18,2%.

Enel si conferma anche il primo operatore nella produzione da fonti

rinnovabili, con quote superiori a quelle degli altri grandi operatori in tutte le fonti, a eccezione dell'eolico, dove la quota maggiore, 12,8%, resta quella di Erg. Nell'eolico Enel ha mantenuto una quota del 7,5%, mentre nel solare è pari allo 0,2% (era all'1,6% nel 2015). Ai piccoli produttori si devono il 99% della generazione da fonte fotovoltaica e l'apporto preponderante nella produzione da bioenergie⁴ (76,5%), oltre che nell'eolico, dove rappresentano il 68,4% della produzione.

La tavola 2.8, per contro, consente di apprezzare le quote dei cinque maggiori gruppi per singola fonte, mettendo in evidenza come sono comunque tendenzialmente sempre i gruppi maggiori dell'intero rinnovabile ad avere anche le quote maggiori su ciascuna fonte. Spicca tra tutti il caso del solare dove invece le quote più elevate, comunque non superiori al 2% appartengono a gruppi diversi.

Circa la presenza territoriale dei produttori di energia elettrica (Tav. 2.9), la regione con il maggior numero di operatori si conferma la Lombardia (2.601, erano 2.483 nel 2015), seguita da Piemonte (1.685, erano 1.650 nel 2015) ed Emilia Romagna (1.846, erano 1.734 nel 2015). In queste regioni si registra anche un numero elevato di autoproduttori. La Lombardia conferma pure il primato

TAV. 2.6

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione termoelettrica per fonte nel 2016

Dati in percentuale

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Enel	84,9	9,9	7,9	0,5
Eni	0,0	1,1	19,3	24,0
Edison	0,0	0,0	15,4	0,0
Czech Gas Holding N.V.	7,8	0,8	6,0	0,0
Engie	0,0	0,0	8,0	0,3
A2A	7,2	70,6	3,8	0,0
Iren	0,0	0,0	6,0	1,5
Tirreno Power	0,0	0,0	4,5	0,0
Axpo Group	0,0	0,0	4,2	0,0
Saras	0,0	4,9	0,0	43,1
Sorgenia	0,0	0,0	3,6	0,0
Lukoil	0,0	1,2	1,7	18,2
Altri operatori	0,0	11,5	19,6	12,4
	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Comprende oli combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, oli combustibili ATZ e MTZ, altri prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore, l'espansione di gas compresso, altri combustibili.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

⁴ La voce biomassa, biogas e rifiuti include anche i bioliquidi.

	IDRO	GEOTERMICO	EOLICO	SOLARE	BIOENERGIE
Enel	37,7	100,0	7,5	0,2	2,1
A2A	9,9	0,0	0,0	0,0	9,5
Erg	3,2	0,0	12,8	0,0	0,0
Edison	5,3	0,0	6,4	0,1	0,4
CVA	6,3	0,0	1,1	0,1	0,0
Hydro Dolomiti Energia	6,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alperia	4,6	0,0	0,0	0,0	0,0
SEL	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Iren	2,9	0,0	0,0	0,1	0,2
Ital Green Energy Holding	0,0	0,0	0,0	0,2	5,5
Falck Renewables	0,0	0,0	3,9	0,2	1,3
Hera	0,0	0,0	0,0	0,0	4,5
Acea	0,9	0,0	0,0	0,1	1,8
Api	0,0	0,0	0,2	0,2	3,4
Altri operatori	19,9	0,1	68,4	99,2	76,5
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FONTE	1° GRUPPO	2° GRUPPO	3° GRUPPO	4° GRUPPO	5° GRUPPO
Idroelettrico	Enel	A2A	C.V.A.	Hydro Dolomiti Energia	Edison
	37,7%	9,9%	6,3%	6,0%	5,3%
Geotermico	Enel				
	100,0%				
Eolico	Erg	Enel	Edison	Falck Renewables	E.On
	12,8 %	7,5%	6,4%	3,9%	3,9%
Solare	RTR Capital	Energetica Wing II	Altomonte	Silver Ridge Power Italia	Perseo
	2,5%	1,3%	1,0%	0,9%	0,7%
Bioenergie	Ital Green Energy Holding	API	Enel	Acea	SRB
	5,5%	3,4%	2,1%	1,8%	1,3%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

in termini di numero assoluto di autoproduttori e, con il Veneto e l'Emilia Romagna, copre oltre la metà del totale degli autoproduttori. Come nel 2015, anche nel 2016 sono la Lombardia e la Basilicata a mostrare il più basso livello di concentrazione nella generazione elettrica (il C3 è rispettivamente pari a 33,7% e a 21,5%).

Le altre regioni che presentano i livelli di concentrazione di C3

più bassi nella generazione elettrica sono Marche, Trentino Alto Adige e Campania con C3 inferiori al 50%, mentre i livelli più alti sono ancora in Valle d'Aosta, Liguria e Lazio con C3 sopra l'80%. In termini di capacità installata, i livelli di concentrazione più bassi sono in Basilicata, Puglia, Marche e Lombardia, quelli più alti, esattamente come nel 2015, in Valle d'Aosta, Liguria, Lazio e Umbria⁵.

TAV. 2.7

Contributo dei maggiori gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2016

Dati in percentuale

TAV. 2.8

Contributo dei primi cinque gruppi alla generazione rinnovabile per fonte nel 2016

⁵ Le differenze rispetto a quanto rappresentato per la presenza territoriale degli operatori nella *Relazione Annuale 2016* possono essere in parte ascrivibili anche al diverso numero dei rispondenti all'Indagine annuale in termini di numerosità e di ragione sociale.

TAV. 2.9

Presenza territoriale degli operatori nel 2016

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI PRESENTI	DI CUI AUTOPRODUTTORI	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA GENERAZIONE REGIONALE	CONTRIBUTO % DEI PRIMI TRE OPERATORI ALLA CAPACITÀ INSTALLATA NELLA REGIONE
Piemonte	1.685	232	46,4	59,2
Valle d'Aosta	42	1	89,6	89,4
Liguria	108	21	91,1	92,2
Lombardia	2.601	565	33,7	44,0
Trentino Alto Adige	781	95	47,2	52,0
Veneto	1.584	323	64,3	63,3
Friuli Venezia Giulia	447	72	70,8	61,3
Emilia Romagna	1.846	324	59,2	55,5
Toscana	584	88	67,6	48,5
Lazio	470	65	80,2	75,6
Marche	826	87	38,5	44,5
Umbria	236	19	71,1	78,4
Abruzzo	431	42	55,1	57,1
Molise	101	5	51,3	72,0
Campania	340	69	46,8	50,7
Puglia	1.122	52	59,0	44,3
Basilicata	274	11	21,5	34,5
Calabria	138	3	70,7	57,8
Sicilia	506	40	59,5	54,5
Sardegna	214	14	75,4	60,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Produzione incentivata

In Italia gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili beneficiano di diversi meccanismi di incentivazione. In particolare:

- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*)⁶ CIP6 per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili o assimilate che hanno ottenuto tale diritto;
- sistema dei certificati verdi (CV) per l'energia elettrica netta prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012⁷. A decorrere dall'1 gennaio 2016, i certificati verdi sono sostituiti da strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*⁸ riconosciuti fino al termine del periodo di diritto ai preesistenti certificati verdi;
- tariffe incentivanti onnicomprensive (*feed in tariff*) per l'energia elettrica immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, esclusi quelli alimentati da fonte solare, di potenza fino a 1 MW (200 kW per l'eolico) entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti alimentati da fonti rinnovabili, esclusi quelli alimentati da fonte solare, entrati in esercizio dall'1 gennaio 2013; tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti;

⁶ *Feed in tariff* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica immessa in rete include la vendita dell'energia elettrica che, quindi, non rimane nella disponibilità del produttore. L'energia elettrica immessa in rete viene ritirata a un prezzo già inclusivo dell'incentivo.

⁷ Con l'eccezione di quanto previsto dall'art. 30 del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

⁸ *Feed in premium* significa che l'incentivo riconosciuto per l'energia elettrica prodotta non include la vendita dell'energia elettrica che rimane nella disponibilità del produttore.

- sistema di Conto energia (*feed in premium*) per l'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici entrati in esercizio fino al 26 agosto 2012;
- tariffe incentivanti per l'energia elettrica netta immessa in rete da impianti fotovoltaici entrati in esercizio dal 27 agosto 2012 e fino al 6 luglio 2013 (attualmente non è più possibile accedere a tali tariffe per impianti di nuova realizzazione); tali tariffe incentivanti trovano applicazione in modalità *feed in tariff* nel caso di impianti di potenza fino a 1 MW e in modalità *feed in premium* nel caso degli altri impianti. È anche previsto un premio per l'energia elettrica netta prodotta e istantaneamente consumata in sito.

Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che nel 2016 si è attestata intorno ai 66 TWh (65 nel 2015).

La figura 2.4 riporta gli effetti economici delle incentivazioni alle fonti rinnovabili, suddivisi per ciascun meccanismo sopra riportato ed espressi al netto del valore di mercato dell'energia elettrica.

I costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura tramite la componente tariffaria A₃, con l'unica eccezione dei costi associati ai certificati verdi negoziati che sono ripagati dai prezzi di mercato dell'energia elettrica. A partire dal 2016, per effetto del venir meno del meccanismo dei certificati verdi, tutti i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura tramite la sola componente tariffaria A₃.

Complessivamente, per l'anno 2016 si stima che, a consuntivo, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili siano stati pari a circa 13,6 miliardi di euro (12,5 nel 2015).

La componente tariffaria A₃, oltre a pagare i costi sopra richiamati, consente anche l'erogazione dei regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto) e quella degli strumenti incentivanti previsti per le fonti assimilate (ai sensi del provvedimento CIP6), oltre che per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente ai certificati verdi non oggetto di negoziazione sui mercati organizzati).

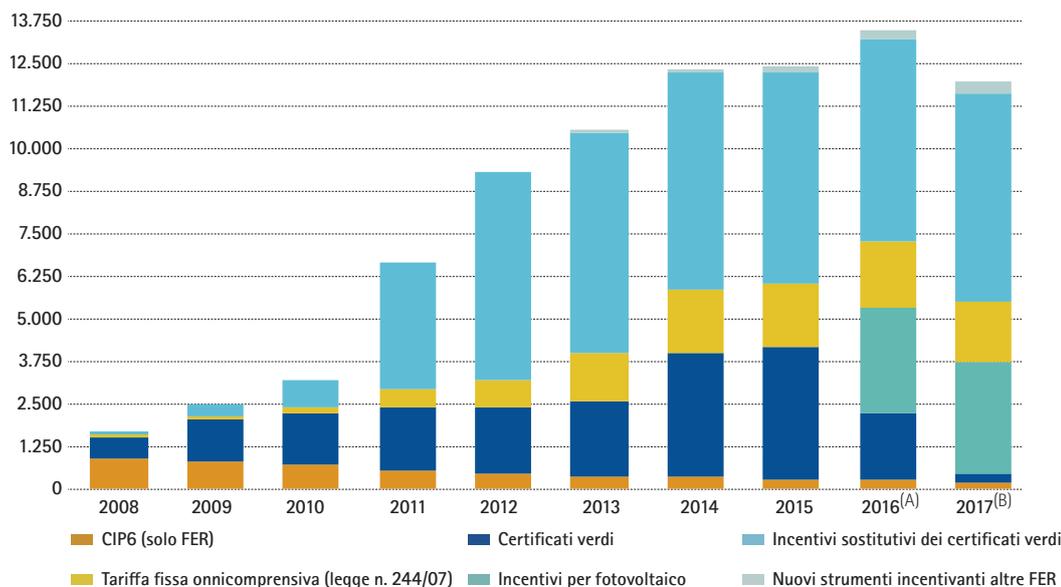


FIG. 2.4

Costo degli strumenti di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili
M€

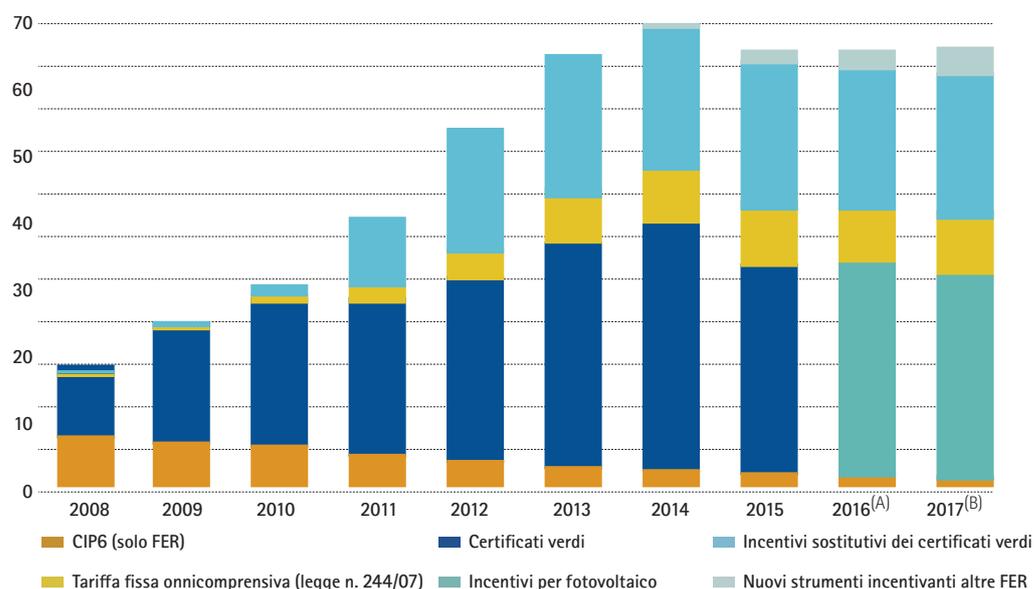
(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GSE.

FIG. 2.5

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per tipologia di strumento incentivante
TWh



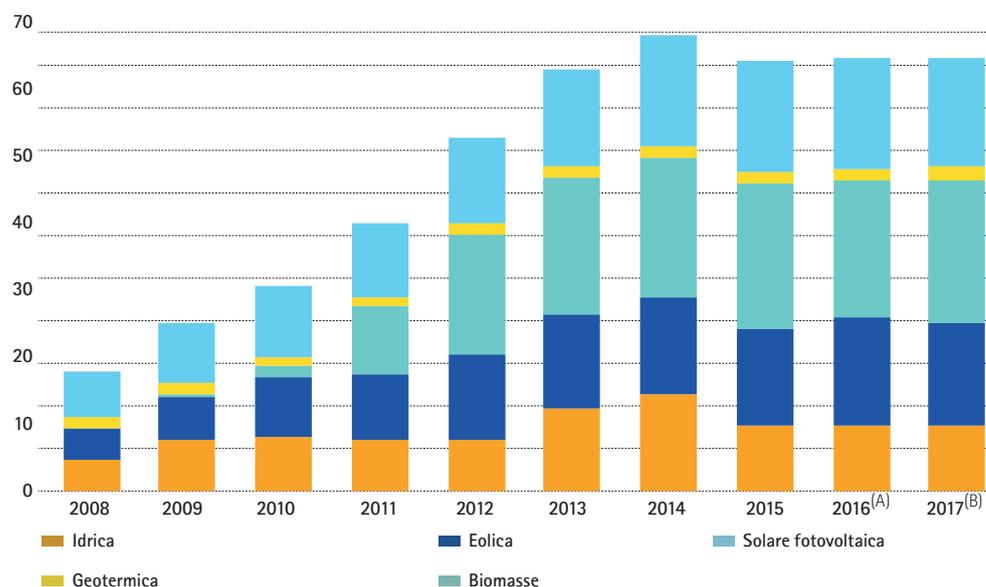
(A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GSE.

FIG. 2.6

Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e incentivata per fonte
TWh



A) Dati preconsuntivi.

(B) Dati stimati.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GSE.

Importazioni nette

Come si è visto nelle pagine precedenti, i dati di esercizio provvisori di Terna mostrano che nel 2016 il fabbisogno di energia elettrica è sceso a 310 TWh dai quasi 317 TWh che aveva raggiunto nel 2015.

La contrazione della domanda interna e il blocco delle centrali nucleari francesi nell'ultima parte dell'anno sono alla base del forte calo (-20,2%) registrato dalle importazioni nette di energia elettrica nel 2016.

Il saldo estero, infatti, nel 2016 si è ridotto di 9,4 TWh, essendosi

fermato a 37 TWh contro i 46,4 TWh registrati nel 2015. Alla base di tale contrazione vi sono una riduzione delle importazioni e un aumento delle esportazioni. Le importazioni lorde, infatti, sono diminuite del 15% rispetto al 2015: da 50,8 TWh sono scese a 43,2 TWh. Viceversa, abbiamo esportato 1,7 TWh in più del 2015: le esportazioni sono cresciute del 38%, passando da 4,5 a 6,2 TWh.

Nel 2016, quindi, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è scesa all'11,9% dal 14,6% registrato nel 2015.

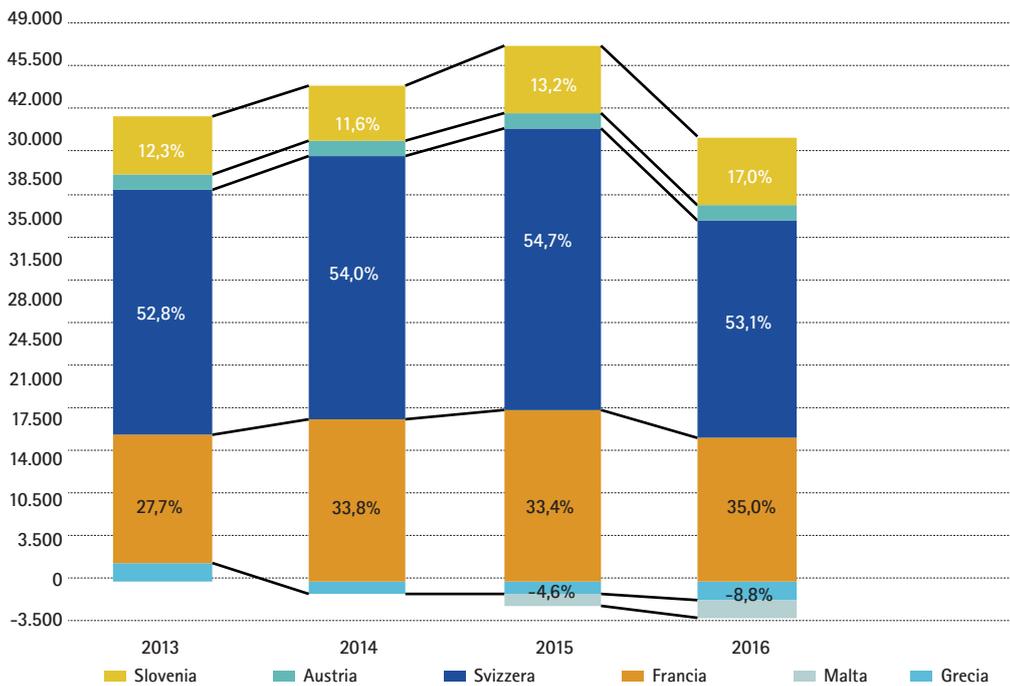
Al netto delle esportazioni, nel 2016 abbiamo importato meno energia dalla Svizzera (-5,2 TWh, cioè il 20% in meno rispetto al 2015), dalla Francia (-2,3 TWh, cioè il 14% in meno rispetto al 2015) e dall'Austria (-95 GWh, ossia il 6% in meno rispetto al 2015).

La Grecia e Malta sono gli unici Paesi verso i quali il saldo è positivo, nel senso che le esportazioni di energia verso quei Paesi sono superiori alle importazioni da quei Paesi. Complessivamente, le esportazioni nette verso Grecia e Malta hanno ridotto dell'8,8% il saldo estero (Fig. 2.7).

Nonostante la riduzione complessiva e le diversità nelle variazioni di quantità importate dai Paesi confinanti, anche nel 2016 è la Svizzera il Paese da cui proviene la maggior parte (53,1%) del nostro saldo estero. Un altro 35% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia e il 17% dalla Slovenia. Dall'Austria ne arriva solo il 3,7%. Verso questi tre Paesi (Slovenia, Francia e Austria) è da tempo operativo il *market coupling*.

FIG. 2.7

Importazioni nette di energia elettrica per frontiera dal 2013
GWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati (provvisori per l'ultimo anno) di Terna.

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

In Italia vi sono circa 73.000 km di linee di trasmissione elettrica e circa 860 stazioni di smistamento.

Dal 2014 sono attivi in questo settore 11 operatori di rete: Terna - Rete Elettrica Nazionale, Terna Rete Italia, Rete⁹, Agsm Trasmissione, Mincio Trasmissione, Edyna Transmission, Arvedi Trasmissione, Seasm, El.It.E., Nord Energia ed Eneco Valcanale¹⁰. Rispetto al 2015 si registra un cambio di ragione sociale, in quanto dal 29 febbraio 2016 Azienda Energetica Trasmissione Alto Adige ha assunto il nuovo nome di Edyna Transmission.

Il gruppo Terna possiede 72.844 km di reti, cioè il 99,7% degli elettrodotti nazionali, come pure 855 stazioni elettriche che fanno parte della Rete di trasmissione nazionale (RTN) (vale a dire il 99,2%).

Nel corso del 2016 l'assetto societario del gruppo ha subito diverse variazioni relativamente ai soci minori tra quelli con quote superiori al 2%. Infatti, mentre la partecipazione di controllo del 29,851% detenuta da CDP Reti, società controllata dalla Cassa depositi e prestiti¹¹, è sempre rimasta costante nell'anno, tra i soci con quote superiori al 2% si sono avvicendati *Lazard Asset Management LLC* e la Banca Centrale Norvegese. Alla fine di dicembre 2016, oltre a CDP Reti, tra i soci con più del 2% del capitale sociale rimane solo *Lazard Asset Management LLC*, un istituto finanziario americano, con il 5,122%. Il restante 65,027% del capitale appartiene al mercato.

Relativamente alla composizione degli impianti, nel corso del 2016 si è registrato un lieve aumento delle linee a 380 kV (+1,8%), mentre quelle a 220 kV e quelle con tensione inferiore a 150 kV sono rimaste sostanzialmente invariate. Una sostanziale invarianza si è registrata

TAV. 2.10

Asset della RTN

Dati al 31 dicembre dell'anno indicato

	2012	2013	2014	2015	2016
Numero operatori di rete	11	12	11	11	11
LINEE					
Linee 380 kV (km)	10.610	10.625	10.899	10.918	11.114
Linee 220 kV (km)	11.206	11.135	10.920	10.930	10.907
Linee ≤ 150 kV (km)	40.633	40.843	41.082	48.893	48.965
Linee 500 kV a corrente continua (km)	949	949	949	949	949
Linee 400 kV a corrente continua (km)	255	255	255	255	255
Linee 200 kV a corrente continua (km)	862	862	862	862	862
STAZIONI					
Numero stazioni 380 kV	153	155	159	161	163
Numero stazioni 220 kV	158	154	154	154	154
Numero stazioni ≤ 150 kV	173	182	185	542	545

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di TERNA.

⁹ Si tratta della società del Gruppo Terna nella quale sono confluite le infrastrutture acquistate da Ferrovie dello Stato Italiano, *asset* che nel 2014 appartenevano a S.E.L.F. - Società Elettrica Ferroviaria.

¹⁰ Eneco Valcanale, che possiede 7 km delle linee ≤ 150 kV, è considerato tra gli operatori di rete nonostante non abbia ancora richiesto a Terna l'inclusione nella RTN della merchant line Austria, così come previsto dal decreto di esenzione n. 290/ML/3/2010.

¹¹ Il capitale di CDP Reti è posseduto per il 59,1% dalla Cassa depositi e prestiti, per il 35,0% da State Grid Europe Limited, società interamente controllata da State Grid Corporation of China, e per il 5,9% da altri investitori istituzionali italiani.

anche nelle stazioni inferiori a 150 kV e 220 kV, mentre, ovviamente, un incremento dell'1,2% ha interessato quelle a 380 kV.

Nei primi mesi del 2017, in diversi documenti pubblici Terna ha sottolineato come la crescita dell'apporto delle energie rinnovabili e la progressiva dismissione degli impianti tradizionali rendano necessario un conseguente sviluppo delle reti elettriche. Dopo avere completato il collegamento tra la Sicilia e l'Italia continentale (Sorgente-Rizziconi), nei prossimi anni il gruppo si impegnerà soprattutto sulle interconnessioni con la Francia (interconnessione HVDC Piossasco-Grand'Île, che sfrutta il traforo autostradale del Frejus) e con il Montenegro (interconnessione HVDC Villanova-Lastva, in cavo sottomarino). Nel 2016 è stata completata la posa del primo tratto sottomarino di quest'ultima, ma l'entrata in esercizio per entrambi gli elettrodotti è prevista nel 2019. Sempre in tema di interconnessioni con l'estero, nel 2016 Terna ha anche avviato il nuovo progetto Sacoï3, tra la Sardegna e la Corsica e l'interconnessione Italia-Austria. Tra i progetti sostenuti dalla società figurano poi le interconnessioni con la Svizzera, con la Slovenia e con la Tunisia. Nei prossimi cinque anni sono previsti, inoltre, diversi interventi finalizzati ad accrescere la capacità di scambio fra le diverse zone del mercato elettrico italiano: i principali riguardano le linee Colunga (BO)-Calenzano (FI), Foggia-Gissi (CH), Paternò (CT)-Pantano-Priolo (SR) e Chiaramonte Gulfi (RG)-Ciminna (PA).

Le capacità per l'interconnessione con l'estero sono rimaste invariate rispetto allo scorso anno (Tav. 2.11). In termini di capacità di picco (ovvero nelle ore che vanno dalle 7:00 del mattino alle 23:00

dei giorni feriali) la capacità per l'importazione nella stagione invernale è pari a 8.935 MW. La capacità di picco estiva, invece, è di 7.405 MW. La capacità di esportazione, invece, è pari a 4.065 MW in inverno e a 3.510 MW in estate.

Distribuzione

Al 31 dicembre 2016 risultano iscritti all'Anagrafica operatori dell'Autorità 135 distributori elettrici (due in meno rispetto agli iscritti al 31 dicembre 2015); tutti hanno risposto all'Indagine annuale dell'Autorità sull'evoluzione dei settori regolati.

La tavola 2.12 riporta, come di consueto, il numero di distributori suddivisi per classe di numerosità dei punti di prelievo serviti, nonché i dati relativi ai volumi distribuiti per ciascuna classe a partire dal 2010.

Nel 2016 i 135 distributori hanno erogato nel complesso 264 TWh, 3,6 TWh in meno rispetto al 2015 e quasi l'8% in meno rispetto a cinque anni prima. La contrazione dei prelievi rispetto al 2015 è stata dell'1,4% e li ha riportati appena sopra il livello del 2014, che è il più basso registrato nell'ultimo decennio.

Il volume medio distribuito per operatore si è attestato su 1.958 GWh, stabile rispetto all'anno precedente. Il numero dei punti di prelievo serviti nell'anno 2016, pari a poco meno di 37 milioni, è invece lievemente cresciuto (0,1%) rispetto al dato dell'anno precedente (+53.000 unità). Il numero medio di utenti per operatore è risultato di circa 273.000 unità, contro le 268.600 unità del 2015.

CONFINE	INVERNO			ESTATE		
	2015	2016	2017	2015	2016	2017
Francia	3.150	3.150	3.150	2.540	2.700	2.700
Svizzera	4.240	4.240	4.240	3.420	3.420	3.420
Austria	315	315	315	270	270	270
Slovenia	730	730	730	475	515	515
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE IMPORTAZIONE	8.935	8.935	8.935	7.205	7.405	7.405
Francia	995	995	995	870	870	870
Svizzera	1.810	1.810	1.810	1.440	1.440	1.440
Austria	100	100	100	80	80	80
Slovenia	660	660	660	620	620	620
Grecia	500	500	500	500	500	500
TOTALE ESPORTAZIONE	4.065	4.065	4.065	3.510	3.510	3.510

Fonte: Terna.

TAV. 2.11

Capacità di interconnessione con l'estero

MW; capacità nei giorni feriali (dal lunedì al sabato) e nelle ore di picco (dalle 7:00 alle 23:00)

TAV. 2.12

Attività dei distributori elettrici dal 2010

DISTRIBUTORI PER NUMEROSITÀ DEI CLIENTI SERVITI	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
NUMERO	141	135	133	136	136	137	135
Oltre 500.000	4	4	4	4	4	4	4
Tra 100.000 e 500.000	6	6	6	6	6	6	6
Tra 50.000 e 100.000	2	3	3	3	3	3	2
Tra 20.000 e 50.000	9	9	9	8	8	8	8
Tra 5.000 e 20.000	23	20	21	22	21	21	20
Tra 1.000 e 5.000	42	39	41	43	41	43	43
Fino a 1.000	55	54	49	50	53	52	52
VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	285.997	286.908	279.073	269.122	262.418	267.984	264.353
Oltre 500.000	271.677	270.826	263.739	254.593	247.734	252.708	249.238
Tra 100.000 e 500.000	9.032	9.372	8.590	7.957	8.347	8.425	9.973
Tra 50.000 e 100.000	1.436	3.281	3.084	2.946	2.874	3.253	1.572
Tra 20.000 e 50.000	1.836	1.613	1.727	1.624	1.517	1.577	1.548
Tra 5.000 e 20.000	1.392	1.201	1.354	1.364	1.313	1.371	1.356
Tra 1.000 e 5.000	526	495	471	513	504	529	536
Fino a 1.000	100	120	108	126	129	122	130
NUMERO PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	36.582	36.727	37.079	37.099	36.841	36.807	36.860
Oltre 500.000	34.718	34.810	35.121	35.158	34.867	34.832	34.877
Tra 100.000 e 500.000	1.128	1.140	1.141	1.143	1.168	1.171	1.268
Tra 50.000 e 100.000	137	225	228	229	234	230	137
Tra 20.000 e 50.000	259	252	265	235	243	243	246
Tra 5.000 e 20.000	226	191	213	219	215	213	210
Tra 1.000 e 5.000	93	88	90	94	91	95	99
Fino a 1.000	22	21	21	21	23	22	23

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il numero delle imprese medio-grandi, definite come quelle con più di 100.000 utenti, è rimasto invariato negli anni. Si segnala invece l'avvicinamento di qualche unità tra le imprese di piccole e piccolissime dimensioni.

Gli operatori appartenenti alla prima classe, cioè quelli con più di 500.000 punti di prelievo, sono gli stessi del 2015. Si tratta infatti di: e-distribuzione (ex Enel Distribuzione), Unareti (ex A2A Reti Elettriche), Areti (ex Acea Distribuzione) e Ireti (che ha assorbito le attività prima di competenza delle società Iren Emilia, Aem Torino Distribuzione, Genova Reti Gas, Iren Acqua Gas, Acquedotto di Savona, Eniatiel e Aga). Tutti hanno cambiato nome per adempiere alle nuove disposizioni sull'*unbundling* funzionale che, tra l'altro, obbliga le imprese di distribuzione appartenenti a un gruppo societario verticalmente integrato a distinguersi dalle altre società del gruppo in termini di identità, marchio e politiche di comunicazione.

Anche gli operatori di piccolissima dimensione, che servono meno di 1.000 punti di prelievo ciascuno, sono rimasti invariati a 52 unità. Nel 2016 e nei primi mesi del 2017 si sono registrate diverse operazioni societarie nel settore della distribuzione di energia elettrica. Per molte di esse l'adempimento alle nuove regole di *unbundling* ha costituito l'occasione per accorpate le attività di distribuzione di un intero gruppo in un unico soggetto, al quale è stata poi assegnata una ragione sociale nettamente distinta da quella appartenente alle imprese di vendita del medesimo gruppo. In altri casi l'adempimento all'*unbundling* funzionale si è tradotto, invece, in un semplice cambio di ragione sociale. Come sempre, poi, vi sono state operazioni di cessione/acquisizione di attività o rami di azienda tra le imprese. In particolare (e ricordandone alcune già citate nella *Relazione Annuale* dello scorso anno), tra le operazioni societarie relative o spinte dal *branding* vi sono le seguenti:

- dall'1 gennaio 2016 è nata Ireti, società che, come si è appena visto, è nata dalla riunificazione di tutte le attività di distribuzione, non solo di energia elettrica, del gruppo Iren. Nel settore della distribuzione di elettricità, è la società Aem Torino Distribuzione che è stata incorporata in Iren Emilia, che poi ha assunto la nuova denominazione di Ireti;
- dall'1 aprile 2016 A2A Reti Gas ha incorporato A2A Reti Elettriche (nonché A2A Servizi alla Distribuzione e A2A Logistica) e ha assunto la nuova denominazione di Unareti;
- Agsm Distribuzione ha assunto la nuova denominazione di Megareti con decorrenza dal 23 maggio 2016;
- dal 30 giugno 2016 Enel Distribuzione ha assunto la nuova denominazione di e-distribuzione;
- dall'1 luglio 2016 Hera ha ceduto l'attività di distribuzione di energia elettrica e gas naturale a Inrete Distribuzione energia (che è posseduta al 100% da Hera), Acea Distribuzione ha assunto la nuova denominazione sociale di Areti e Selnet ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica da Azienda Energetica Reti, assumendo contestualmente il nuovo nome di Edyna;
- A.I.M. Servizi a Rete, la ex municipalizzata di Vicenza, ha assunto la nuova denominazione di Servizi a Rete con decorrenza dal 5 agosto 2016.

Altre operazioni societarie concernono invece la cessione o l'acquisizione di attività o di rami d'azienda; tra queste sono da annoverare le seguenti (anche in questo caso, di alcune di esse si è già detto nella *Relazione Annuale* dello scorso anno):

- dal 31 dicembre 2015 ACSM – Azienda Consorziale Servizi Municipalizzati, attiva nel territorio di Primiero (TN), ha costituito la società Azienda Reti Elettriche alla quale, mediante scorporo di ramo di azienda, ha ceduto l'intero ramo costituente il servizio di distribuzione elettrica; dall'inizio del 2017 Azienda Reti Elettriche ha acquisito da Set Distribuzione la gestione degli impianti denominati "Vanoi", siti in diversi comuni in provincia di Trento, e ha ceduto alla stessa gli impianti denominati "Predazzo", siti nel comune di Predazzo (TN). Entrambe le cessioni sono avvenute tramite affitto di ramo d'azienda;
- sempre in provincia di Trento, il 1 gennaio 2016 è stato istituito il nuovo comune di Sella Giudicarie, nato dalla fusione dei comuni di Roncone, Bondo, Breguzzo, Lardaro, per un totale di 2.918 abitanti;
- è proseguito il riassetto delle attività di distribuzione nella provincia di Bolzano, dove Selnet (più tardi divenuta Edyna, come si è appena visto) ha ceduto la rete e l'attività di distribuzione di energia elettrica: ad Azienda Elettrica Stelvio Società Cooperativa nel comune di Stelvio, al Comune di Silandro nel comune di Silandro, all'Azienda Energetica Prato Società Cooperativa (EWP Società Cooperativa) nel comune di Prato allo Stelvio e al Consorzio ERD nel comune di Sarentino. Agli stessi soggetti e con la stessa decorrenza dell'1 gennaio 2016, è stata ceduta da Enel Servizio Elettrico l'attività di vendita in maggior tutela. Per effetto di queste cessioni, nei comuni indicati si sono, quindi, riunificate in capo alla stessa impresa l'attività di distribuzione con quella del servizio di vendita in maggior tutela. Selnet è la società alla quale era passata, nel 2011, l'intera rete di distribuzione dell'energia elettrica di Enel in Alto Adige (circa 5.100 km di rete in media e bassa tensione e le relative infrastrutture). Nei comuni indicati, tuttavia, Selnet effettuava solo la distribuzione di energia elettrica, mentre il servizio di maggior tutela era svolto, per conto di Selnet, da Enel Servizio Elettrico;
- Distribuzione Elettrica Adriatica ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica da ASP – Azienda Servizi Polverigi con decorrenza 1 gennaio 2016. Dalla stessa data, infatti, ASP – Azienda Servizi Polverigi è entrata a far parte della compagine societaria di Distribuzione Elettrica Adriatica, di cui detiene il 7% del capitale sociale (l'altro 93% è di Astea, la municipalizzata di Osimo); al contempo, Distribuzione Elettrica Adriatica ha cambiato natura giuridica passando da società a responsabilità limitata a società per azioni.

Dall'inizio del 2017, inoltre:

- dall'1 gennaio Edyna ha acquisito l'attività di distribuzione di energia elettrica dal Comune di Parcines (provincia di Bolzano), tramite un contratto di affitto di ramo d'azienda e da Azienda Elettrica Innerbichler Franz attraverso un conferimento di ramo d'azienda, mentre l'ha ceduta nei comuni di Curon Venosta, Malles, Tubre, Glorenza, Sluderno e Lasa al Consorzio Energetico Val Venosta;
- con analoga decorrenza, e-distribuzione ha acquisito la distribuzione relativamente ai comuni di Agrate Brianza, Brugherio e Monza (MB), Bussero, Carugate, Cassina de' Pecchi, Cernusco sul Naviglio, Cinisello Balsamo, Cologno Monzese, Cormano,

Corsico, Gorgonzola, Pieve Emanuele, Pioltello, San Donato Milanese, San Giuliano Milanese, Sesto San Giovanni e Vimodrone (MI), precedentemente serviti da Unareti;

- dall'inizio di febbraio Consorzio Elettrico di Pozza di Fassa ha acquisito il ramo d'azienda della distribuzione nei comuni di Pozza di Fassa (frazione Pera), Vigo di Fassa e Soraga (tutti in provincia di Trento); Ditta Kirchler Josef ha ceduto l'attività di distribuzione di energia elettrica alla nuova società costituita Kirchler Sas di Kirchler Artur & Co.

I dati provvisori relativi alla composizione societaria degli operatori della distribuzione (Tav. 2.13), limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, mostrano nelle prime posizioni le persone fisiche (quest'anno quasi al 41%, l'anno scorso al 40,1%) e gli enti pubblici (quest'anno al 37,4%, l'anno scorso al 38,6%). Quote significative appartengono anche alle imprese energetiche nazionali (6,7%) e a società diverse (9,5%). Invariate al 5,5%, rispetto allo scorso anno, le quote relative alle imprese energetiche locali.

TAV. 2.13

Composizione societaria dei distributori nel 2016

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	%
Persone fisiche	40,7
Enti pubblici	37,4
Società diverse	9,5
Imprese energetiche nazionali	6,7
Imprese energetiche locali	5,5
Istituti finanziari nazionali e altri	0,2
TOTALE	100,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.14

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2016
km

REGIONE	BASSA TENSIONE	MEDIA TENSIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Piemonte	65.632	29.122	32	11
Valle d'Aosta	2.809	1.566	57	2
Lombardia	87.437	42.875	44	11
Trentino Alto Adige	17.230	8.692	237	68
Veneto	63.477	27.436	61	3
Friuli Venezia Giulia	15.864	8.473	4	5
Liguria	22.174	7.162	0	2
Emilia Romagna	69.161	33.040	34	3
Toscana	60.236	26.959	0	2
Umbria	20.231	8.852	4	2
Marche	29.770	11.883	0	7
Lazio	68.625	29.877	566	6
Abruzzo	26.836	10.228	0	7
Molise	8.242	3.766	0	1
Campania	63.020	25.331	0	5
Puglia	64.051	32.329	11	3
Basilicata	15.436	10.335	0	1
Calabria	44.836	18.259	0	1
Sicilia	82.224	36.586	1	11
Sardegna	38.230	18.500	0	3
ITALIA	865.521	391.272	1.050	-

(A) Ciascun distributore viene conteggiato tante volte quante sono le regioni in cui opera.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La ripartizione territoriale dei distributori elettrici e la lunghezza delle reti che gestiscono sono riportate nella tavola 2.14. Nel 2016 complessivamente le reti di distribuzione elettrica sono cresciute di circa 5.400 km, la maggior parte dei quali in bassa tensione (+4.000 km); la lunghezza delle reti in media tensione è aumentata di 1.329 km, mentre quella delle reti in alta tensione è cresciuta di 99 km. Complessivamente, in Italia, la distribuzione elettrica avviene per mezzo di 1.258.000 km di reti, la parte più preponderante delle quali (69%) è, ovviamente, in bassa tensione. Come sempre, spicca il numero dei distributori che operano in Trentino Alto Adige: 68 imprese, come nel 2015. Insieme esse gestiscono il 2% della rete di distribuzione nazionale (valore che sale al 23% se si considerano le reti in alta e altissima tensione). Le altre regioni con un elevato numero di distributori, sebbene neppure lontanamente paragonabile a quello del Trentino Alto Adige, sono Piemonte, Lombardia e Sicilia.

L'ordinamento delle società di distribuzione con più di 50.000 utenti (Tav. 2.15) per volumi distribuiti non è cambiato rispetto al 2015: e-distribuzione (gruppo Enel) resta il primo operatore, con la quota dominante dell'85%. Seguono, nello stesso ordine dello scorso anno: Unareti (gruppo A2A) con il 4,2%, Areti (gruppo Acea) (3,7%), Ireti (gruppo Iren) (1,3%). Tutti gli altri

distributori detengono una quota di volumi distribuiti inferiore all'1%.

L'energia distribuita da e-distribuzione si ripartisce per il 22% a clienti domestici e per il restante 78% a clienti non domestici. Percentuali simili si hanno per molti altri operatori. Riforniscono quote di volumi maggiori a clienti non domestici Servizi a Rete (90%), Edyna (86%), Megareti (85%), Unareti e Deval (entrambe all'84%). All'opposto, Areti e AcegasApsAmga servono, invece, una quota di volumi proporzionalmente più elevata della media ai clienti domestici (il 28% contro il 22% che si conferma, come nei tre anni precedenti, il valore relativo alla media nazionale).

Nella tavola 2.16 sono rappresentati i volumi distribuiti e gli utenti (cioè i punti di prelievo) suddivisi per regione e per settore di consumo. La distribuzione territoriale non mostra novità di rilievo.

I prelievi maggiori, domestici e non domestici, sono concentrati in Lombardia, dove si distribuisce complessivamente il 22,6% dell'energia elettrica prelevata in Italia. I punti di prelievo corrispondenti rappresentano il 16,5% del totale. Altre regioni rilevanti sono il Veneto, che incide per il 10,2% del consumo nazionale, l'Emilia Romagna, dove viene prelevato un altro 9%, il Piemonte (7,7%), il Lazio (7,6%), la Toscana

OPERATORE	UTENTI DOMESTICI		UTENTI NON DOMESTICI		TOTALE UTENTI	
	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO	ENERGIA DISTRIBUITA	PUNTI DI PRELIEVO
e-distribuzione	49.294	25.117	175.607	6.316	224.901	31.433
Unareti	1.711	922	9.306	208	11.016	1.130
Areti	2.765	1.309	7.036	316	9.801	1.625
Ireti	827	552	2.692	136	3.520	689
Edyna	349	170	2.099	63	2.449	233
Inrete Distribuzione Energia	387	199	1.793	62	2.180	261
Set Distribuzione	377	247	1.653	63	2.030	310
Megareti	254	130	1.405	37	1.658	167
Servizi a Rete	112	54	1.020	18	1.132	72
Deval	136	107	722	27	858	134
AcegasApsAmga	227	131	571	32	797	163
ASM Terni	99	52	341	14	440	66
Altri operatori	813	448	2.758	129	3.570	578
TOTALE	57.351	29.440	207.002	7.420	264.353	36.860

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.15

Distribuzione di energia elettrica per società di distribuzione nel 2016

Volumi distribuiti in GWh; punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.16

Distribuzione di energia elettrica per settore di consumo nel 2016

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	DOMESTICO		NON DOMESTICO		TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	3.930	2.316	16.432	574	20.362	2.890
Valle d'Aosta	145	112	745	28	890	141
Lombardia	9.488	4.790	50.257	1.086	59.745	5.876
Trentino Alto Adige	952	542	4.699	166	5.651	709
Veneto	4.924	2.290	22.103	590	27.027	2.880
Friuli Venezia Giulia	1.209	646	7.389	150	8.598	796
Liguria	1.495	1.029	4.369	260	5.864	1.288
Emilia Romagna	4.452	2.237	19.302	617	23.754	2.854
Toscana	3.716	1.878	13.149	540	16.864	2.418
Umbria	839	419	4.093	120	4.932	539
Marche	1.392	743	4.930	212	6.323	955
Lazio	5.591	2.755	14.500	674	20.091	3.428
Abruzzo	1.181	719	4.190	166	5.371	885
Molise	262	175	1.004	41	1.266	217
Campania	4.850	2.251	10.956	576	15.806	2.827
Puglia	3.649	1.909	8.285	521	11.934	2.431
Basilicata	459	286	1.656	78	2.115	364
Calabria	1.872	1.049	3.183	237	5.055	1.286
Sicilia	4.999	2.420	9.826	574	14.825	2.994
Sardegna	1.947	875	5.933	208	7.880	1.083
ITALIA	57.351	29.440	207.002	7.420	264.353	36.860

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

(6,4%), la Campania (6%) e la Sicilia (5,6%). Un quinto dell'energia distribuita a livello nazionale è prelevato nelle restanti undici regioni.

In Italia, come si è detto, nel 2016 la distribuzione ha servito quasi 37 milioni di utenti: 29,4 milioni (l'80% circa) di famiglie e 7,4 milioni (il 20%) di punti non domestici. In termini di energia prelevata, naturalmente, le quote si invertono, essendo i volumi dei domestici pari a 57,3 TWh e quelli dei non domestici pari a 207 TWh. Rispetto al 2015 sono diminuiti gli utenti non domestici (-0,4%), mentre quelli domestici hanno registrato un incremento (+0,3%). Sono però diminuiti i prelievi di entrambe le categorie. Il calo maggiore si evidenzia per gli utenti domestici che hanno consumato 1,76 TWh in meno rispetto al 2015 (-3%), mentre gli utenti non domestici hanno prelevato 1,87 TWh in meno rispetto al 2015, registrando quindi una contrazione percentualmente inferiore (-0,9%).

A seguito di questi andamenti, il prelievo medio unitario dell'utenza domestica è sceso nel 2016 a 1.948 kWh dai 2.014

kWh del 2015, tornando praticamente sui livelli del 2014.

Più in generale, il confronto dei dati di prelievo per classe di potenza e fascia di consumo (Tav. 2.17) con gli stessi dati del 2015 mostra:

- la costante e totale prevalenza degli utenti con 3 kW di potenza installata, che rappresentano il 90% dei clienti domestici; l'8,6% dei punti di prelievo possiede una potenza superiore a 3 kW (erano l'8,5% lo scorso anno), mentre i clienti con potenza minima rappresentano soltanto l'1,9% delle famiglie (erano l'1,95% nel 2015);
- una diminuzione dei punti di prelievo (-1,8%) ma un aumento dell'energia distribuita (1,8%) nella prima classe di potenza (fino a 1,5 kW); pertanto, per questo gruppo di utenti il consumo medio è salito del 3,7% a 463 kWh;
- una diminuzione del 3,2% dell'energia distribuita e una sostanziale invarianza dei punti di prelievo con potenza fino a 3 kW; pertanto i consumi medi unitari di questo gruppo di utenti sono diminuiti in media del

TAV. 2.17

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici nel 2016 per classe di potenza e di consumo
 Volumi distribuiti in GWh; punti di prelievo in migliaia; prelievo medio in kWh

CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5 kW	260	561	463
Fino a 1.800 kWh	201	537	375
1.800-2.640 kWh	32	14	2.218
2.641-4.440 kWh	22	7	3.301
Oltre 4.400 kWh	4	1	5.916
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	1	3	423
Da 1,5 kW a 3 kW	48.080	26.348	1.825
Fino a 1.800 kWh	13.662	14057	972
1.800-2.640 kWh	13.996	6242	2.242
2.641-4.440 kWh	16.686	5051	3.303
Oltre 4.440 kWh	3.264	613	5.322
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	473	385	1.229
Oltre 3 kW	9.011	2.531	3.561
Fino a 1.800 kWh	712	637	1.117
1.800-2.640 kWh	948	400	2.369
2.641-4.440 kWh	3.000	843	3.560
Oltre 4.440 kWh	4.250	612	6.939
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	101	38	2.655
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	57.351	29.440	1.948

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

3,4%, passando da 1.889 a 1.825 kWh. In questa classe di potenza praticamente tutte le fasce di utenti hanno ridotto i consumi medi rispetto al 2015. L'unica eccezione è quella degli utenti con i consumi più elevati (superiori a 4.440 kWh/anno), il cui consumo medio è rimasto sostanzialmente stabile a 5.300 kWh;

- una crescita dell'1,2% degli utenti con potenza superiore a 3 kW, i cui prelievi sono invece diminuiti del 2,1% rispetto al 2015; pertanto i relativi consumi medi unitari sono scesi da 3.681 a 3.561 kWh (-3,3%). Più precisamente, in questa classe di potenza sono aumentati gli utenti e l'energia distribuita delle prime tre fasce di consumo (fino a 4.440 kWh/anno), mentre sono diminuiti notevolmente i punti di prelievo e l'energia distribuita dell'ultima fascia di consumo, quella superiore a 4.440 kWh/anno;
- in generale il numero di utenti appartenenti alla fascia di consumo più elevata (oltre 4.440 kWh/anno) è fortemente diminuito in tutte le classi di potenza (-12% nella prima classe, quella con potenza fino a 1,5 kW; -16% nella seconda classe, quella con potenza compresa tra 1,5 e 3 kW; -7% nell'ultima classe di potenza, quella oltre 3 kW); inoltre, poiché l'energia prelevata da questi stessi utenti

è diminuita in misura altrettanto elevata, i consumi medi unitari di questi utenti sono rimasti stabili (o sono lievemente cresciuti) rispetto a quelli registrati nel 2015.

Per i soli clienti domestici con potenza installata fino a 3 kW è possibile analizzare in dettaglio i dati distinti tra residenti e non residenti (Tav. 2.18). Il 99,2% dei punti residenti ha un contratto che prevede 3 kW di potenza mentre, ovviamente, la potenza installata fino a 1,5 kW riveste un'incidenza maggiore e non trascurabile, pari al 7,3%, per gli utenti non residenti. L'importanza degli impianti domestici di piccola potenza diminuisce ulteriormente se la valutiamo in base ai volumi prelevati: i clienti domestici residenti con un contatore da 1,5 kW prelevano, infatti, lo 0,3% dell'energia distribuita e quelli non residenti ne prelevano il 2,5%.

Interessante è però il confronto tra le classi di consumo. Il 44% dei punti di prelievo residenti si colloca nella fascia 900-1.800 kWh di consumo annuo e preleva il 25% dell'energia complessivamente distribuita alle famiglie residenti con potenza fino a 3 kW. Un altro 27% dei punti di prelievo con residenza appartiene alla fascia di consumo superiore (quella con consumo annuo tra 1.800 e 2.640 kWh), che assorbe il

TAV. 2.18

Distribuzione di energia elettrica ai clienti domestici con potenza fino a 3 kW nel 2016

Volumi distribuiti in GWh; punti di prelievo in migliaia prelievo medio in kWh

CONFINE CLASSE DI POTENZA E DI CONSUMO	RESIDENTI			NON RESIDENTI		
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	PRELIEVO MEDIO
Fino a 1,5 kW	153	183	833	107	378	284
Fino a 900 kWh	103	162	633	94	372	254
900-1.800 kWh	3	2	1.261	1	1	1.243
1.800-2.640 kWh	25	11	2.205	6	3	2.272
2.641-3.540 kWh	18	5	3.264	3	1	3.408
3.541-4.440 kWh	0	0	3.870	0	0	3.716
Oltre 4.400 kWh	3	1	5.795	1	0	6.323
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	1	2	582	0	2	266
Da 1,5 kW a 3 kW	43.844	21.543	2.035	4.236	4.805	882
Fino a 900 kWh	262	466	561	2.140	3941	543
900-1.800 kWh	11.090	9517	1.165	171	133	1.284
1.800-2.640 kWh	13.128	5866	2.238	867	376	2.306
2.641-3.540 kWh	15.408	4699	3.279	477	141	3.386
3.541-4.440 kWh	523	134	3.894	278	77	3.622
Oltre 4.400 kWh	3.044	577	5.279	220	37	6.005
Punti di prelievo serviti per frazioni d'anno	389	284	1.370	84	101	830
TOTALE DOMESTICI CON POTENZA FINO A 3 KW	43.997	21.727	2.025	4.343	5.183	838

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

30% dell'elettricità distribuita ai residenti con potenza fino a 3 kW. In buona sostanza, il 71% delle famiglie residenti possiede un contatore da 3 kW di potenza e consuma il 55% dell'energia distribuita ai punti di prelievo domestici con potenza fino a 3 kW.

Più di tre quarti (e precisamente il 76%) degli utenti non residenti possiede un contatore con 3 kW di potenza e si colloca nella fascia di consumo più piccola (fino a 900 kWh all'anno), che assorbe metà (il 49%) di tutta l'energia distribuita ai punti di prelievo domestici non residenti con potenza fino a 3 kW. Il confronto tra i consumi medi unitari non mostra particolari differenze tra residenti e non residenti, con l'eccezione della classe di consumo più piccola (0-900 kWh) degli utenti con potenza fino a 1,5 kW di potenza installata: in quel caso il consumo medio dei residenti, pari a 633 kWh, è più che doppio di quello dei non residenti, pari a 254 kWh.

Per quanto riguarda i clienti non domestici (Tav. 2.19), come per gli anni scorsi il 45,5% dei volumi distribuiti nel 2016 ha interessato la clientela allacciata in media tensione e il 18,9%

quella allacciata in alta e altissima tensione. Il 98,5% dei punti di prelievo afferisce, tuttavia, alla clientela connessa in bassa tensione, cui corrispondono prelievi pari al 35,6% del totale distribuito all'utenza non domestica.

Rispetto al 2015 i punti non domestici serviti sono leggermente diminuiti (-0,4%), un po' di più sono scesi i volumi prelevati (-0,9%); di conseguenza il volume medio unitario è sceso a 27.900 kWh dai 28.033 kWh dello scorso anno. La riduzione dei prelievi è avvenuta per tutti i livelli di tensione nella stessa misura del dato medio. Viceversa, gli utenti allacciati hanno subito variazioni diverse: gli utenti in bassa e media tensione sono diminuiti, rispettivamente dello 0,4% e dello 0,8%, mentre sono aumentati (+1,4%) quelli in alta e altissima tensione.

Connessioni

In questo paragrafo sono illustrati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. Le "connessioni attive"

TAV. 2.19

Distribuzione di energia elettrica ai clienti non domestici nel 2016 per livello di tensione e di potenza
Volumi distribuiti in GWh

LIVELLO DI TENSIONE E CLASSE DI POTENZA	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Bassa tensione	73.703	7.310.288
Punti di emergenza	2	1
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	0	0
Illuminazione pubblica	5.558	270.912
Altri usi	68.143	7.039.375
di cui:	.	.
- fino a 1,5kW	842	1.475.556
- da 1,5 kW a 3 kW	2.979	1.853.623
- da 3 kW a 4,5 kW	1.248	361.513
- da 4,5 kW a 6 kW	5.404	1.230.045
- da 6 kW a 10 kW	8.047	893.616
- da 10 kW a 15 kW	10.259	643.379
- da 15 kW a 30 kW	13.209	375.176
- da 30 kW a 42 kW	5.535	77.037
- da 42 kW a 50 kW	3.143	34.839
- oltre 50 kW	17.477	94.591
Media tensione	94.249	107.520
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	117	21
Illuminazione pubblica	339	1.023
Punti di emergenza	464	239
Altri usi	93.328	106.237
Alta e altissima tensione	39.050	1.712
Utenze soggette a regimi tariffari speciali	4.750	301
Punti di emergenza	8	15
Altri usi	34.292	1.396
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	207.002	7.419.520

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per consentire a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico. Le "connessioni passive", invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico. I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti. Le cifre relative alle connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine

sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Nell'anno 2016 Terna ha ricevuto 91 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,6 GW. A fronte di tali richieste, Terna ha messo a disposizione nell'anno 54 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,1 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo (al netto delle interruzioni consentite) pari a 43 giorni lavorativi.

Nel 2016, infine, sono stati accettati 31 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di circa 0,6 GW. Per due di questi, corrispondenti a 37 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD): per una di esse, corrispondente a 23 MW, la STMD è stata rilasciata, ma risulta non essere stata ancora accettata dal richiedente

la connessione.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, si ricorda che i dati riportati di seguito si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2016 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti¹².

Nell'anno 2016 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 51.900 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,7 GW, e, in relazione a esse, nello stesso anno hanno messo a disposizione poco meno di 47.200 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,3 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 15 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 32 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 42 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Circa 40.200 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2016, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 0,9 GW.

Nell'anno 2016, in relazione alle richieste pervenute nel medesimo anno, sono state realizzate circa 30.750 connessioni, corrispondenti a circa 300 MW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- otto giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici¹³;
- 42 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁴;

mentre i tempi medi per l'attivazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, sono pari a otto giorni lavorativi.

Nell'anno 2016 l'unica impresa distributtrice che ha ricevuto richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione è stata e-distribuzione con 11 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di circa 86 MW; sempre e-distribuzione nello stesso anno ha messo a disposizione tre preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 21 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 43 giorni lavorativi.

Tutti e tre i preventivi messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2016; per uno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD (per una potenza di 2,5 MW), che è stata accettata, mentre la connessione non risulta attivata alla data del 31 dicembre 2016. Pertanto, nell'anno 2016 non è stata effettuata alcuna connessione relativa a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere alle reti di alta tensione che hanno presentato richiesta di connessione nel medesimo anno.

Per quanto riguarda le connessioni degli utenti passivi, nel 2016 (Tav. 2.20), sulla base di stime preliminari, i dati raccolti mostrano che sono state effettuate poco più di 262.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 8,5 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 6,7 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 14,6 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione. Rispetto al 2015 i dati evidenziano un minor numero di richieste (lo scorso anno furono 305.921, cioè il 14% in più), ma una riduzione anche dei tempi di allacciamento. Poiché nel

¹² Tra le imprese distributrici con più di 100.000 clienti, alla data del 12 maggio 2017:

- AcegasApsAmga, Areti, Deval, e-distribuzione, Inrete, Ireti, Megareti, Set Distribuzione e Unareti hanno inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2016 relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica;
- Edyna non ha ancora inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2016, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

¹³ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

¹⁴ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

2015 per ottenere una connessione passiva sulla rete in bassa o in media tensione sono risultati necessari mediamente 9,9 giorni lavorativi, quest'anno si è registrato un risparmio di 1,4 giorni lavorativi, il 14% di tempo in meno. È opportuno precisare che i giorni indicati non includono il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Ciascun distributore ha effettuato, in media, 1.971 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (56 soggetti),

risulta che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 3.405.

Nel 2016 Terna ha effettuato solo una connessione in alta e altissima tensione per un solo cliente passivo che aveva inviato la richiesta nel corso del 2014. Il tempo medio per l'allacciamento (sempre escludendo quello trascorso per ottenere eventuali atti autorizzativi e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale) è stato di 200 giorni lavorativi; quello per gli adempimenti a carico del cliente finale è stato di 447 giorni lavorativi.

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia - a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima, nel Mercato infragiornaliero, nel Mercato dei prodotti giornalieri e nel Mercato per i servizi di dispacciamento - e Mercato a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (piattaforma per la Consegna derivati energia - CDE), segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia.

Il Mercato del giorno prima (MGP) ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna; essa viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. L'MGP è un mercato zonale: il territorio è suddiviso in zone che rappresentano porzioni della rete di trasmissione con capacità di scambio limitata fra di

esse. Se i flussi superano il limite massimo di transito consentito dalle interconnessioni interzonali, il prezzo viene ricalcolato in ogni zona come se ciascuna fosse un mercato separato rispetto alle altre (*Market Splitting*). Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale (PUN) di acquisto, definito come media dei prezzi zonalmente ponderati per il valore degli acquisti zonalmente, al netto degli acquisti dei pompaggi e delle zone estere. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

A febbraio 2015 è stato avviato il *Multi-Regional Coupling* (MRC) sulla frontiera nord italiana con Francia, Austria e Slovenia. L'MRC è un processo di *market coupling* che introduce modelli di asta implicita a sostituzione delle aste esplicite giornaliera, coordinando l'allocazione della capacità e la vendita di energia, quindi facilitando sia l'integrazione dei vari mercati grazie a uno sfruttamento ottimale della capacità di interconnessione (*Net Transfer Capacity* - NTC)

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa tensione	260.991	6,7
Media tensione	1.215	14,6
TOTALE	262.206	8,5

(A) Valore calcolato al netto degli operatori che non hanno effettuato connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.20

Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2016

Numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi

sia l'annullamento di flussi antieconomici¹⁵. Nel precedente assetto senza *market coupling* la capacità di interconnessione veniva assegnata mediante asta esplicita giornaliera e solo gli operatori con capacità allocata potevano presentare offerte in Borsa MGP. Il *market coupling* ha unificato questi due passaggi annullando di fatto i possibili flussi antieconomici che si creavano a causa del non coordinamento tra l'allocazione della capacità e la vendita dell'energia *Day-Ahead*. Al momento permangono le aste esplicite per l'allocazione a livello mensile e annuale di parte della capacità.

Il Mercato infragiornaliero (MI) è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). Come l'MGP, anche l'MI è un mercato zonale. A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in sessioni discrete¹⁶ con orari di chiusura progressivi. Nel corso del 2015 le tempistiche delle sessioni dell'MI sono state riviste in seguito allo spostamento del *gate closure* dell'MGP dalle 9:15 alle 12:00¹⁷ ed è stata aggiunta una sessione; fino al 2016 l'MI era composto da cinque sessioni (MI1, MI2, MI3, MI4, MI5) strutturate ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale¹⁸. A partire dall'1 febbraio 2017, l'MI ha visto l'incremento di due ulteriori sessioni: la MI6 e la MI7. Anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale per gli operatori.

In seguito all'integrazione dei mercati *spot* (MGP e MI) nei progetti di *coupling* europeo, si è resa necessaria la riduzione delle scadenze di pagamento da due mesi a una settimana, affinché il GME potesse far fronte al fabbisogno finanziario necessario a saldare i pagamenti transfrontalieri, che avvengono a due giorni. In considerazione dell'esigenza segnalata da numerosi operatori di poter continuare a negoziare prodotti giornalieri, mantenendo il pagamento al secondo mese successivo a quello di scambio, a partire dal 29 settembre

2016 è stato istituito il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG), dove tutti gli operatori del mercato elettrico possono negoziare in modalità continua contratti giornalieri di profilo diverso (*baseload* e *peakload*). Al momento, gli operatori possono offrire volumi a prezzi espressi solamente come differenziali rispetto al PUN medio effettivo per la data di consegna del prodotto in negoziazione.

Il Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) ha per oggetto l'approvvigionamento, da parte di Terna, delle risorse necessarie alla gestione in sicurezza del sistema attraverso la risoluzione delle congestioni intrazonali, la costituzione di capacità di riserva e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, è Terna che in questo caso agisce da controparte centrale degli operatori abilitati. L'MSD si articola in una fase di programmazione (MSD *ex ante*) e nel Mercato del bilanciamento (MSD *ex post* o MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in sei sottofasi¹⁹ di programmazione (MSD1, MSD2, MSD3, MSD4, MSD5, MSD6) che si svolgono in concomitanza con le sessioni dell'MI a valle della pubblicazione degli esiti nell'MGP (12:55 del D1), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione²⁰. Gli operatori presentano le proprie offerte sull'MSD1, che Terna può accettare in tutto l'MSD *ex ante* e nella prima sessione dell'MB, e possono successivamente modificarle a partire dalla seconda sessione dell'MB. La modalità di contrattazione nell'MSD è un'asta discriminatoria ovvero le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*)²¹.

Il Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia.

¹⁵ Ore in cui il flusso avviene dalla zona più costosa a quella meno costosa, cioè in direzione opposta a quella che suggerirebbe il differenziale di prezzo.

¹⁶ Tale mercato si svolge a offerte discrete e non a negoziazione continua.

¹⁷ Il *gate closure* dell'MGP è stato spostato più a ridosso del *delivery day* con l'obiettivo di unificare le tempistiche con quelle dei mercati europei accoppiati attraverso il *market coupling*.

¹⁸ Chi acquista deve pagare il "corrispettivo di non arbitraggio", che corrisponde al differenziale tra il prezzo zonale dell'MI e il PUN, pagando di fatto il PUN a valle di questo corrispettivo.

¹⁹ Anche per l'MSD l'organizzazione delle sessioni è stata rivista nel corso del 2015 e nel 2017 sono state aggiunte due nuove sottofasi.

²⁰ La prima sessione dell'MSD *ex ante* è l'unica a svolgersi durante il D-1, seguita da un alternarsi di sessioni nell'MB e nell'MSD *ex ante* durante il giorno di consegna, con la differenza che quelle nell'MB si chiudono più a ridosso delle ore di *delivery* rispetto a quelle nell'MSD *ex ante*.

²¹ Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI e MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla *Relazione Annuale* del GME e al *Rapporto di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento* pubblicato dall'Autorità.

Esso consiste nella negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti quotati contemporaneamente), trimestrale (quattro prodotti quotati contemporaneamente) e annuale (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla Piattaforma conti energia (PCE), previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"²².

Nel novembre 2008, Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il PUN. In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009 di riforma del mercato elettrico, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX.

Gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la PCE che introduce ampia flessibilità per gli operatori nell'ottimizzazione del proprio portafoglio di contratti nel medio-lungo periodo. Sulla PCE vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokering) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE, vale a dire la piattaforma dove vengono eseguiti i contratti finanziari derivati sull'energia elettrica conclusi nell'IDEX, relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico sottostante il contratto stesso.

Scambi nel Mercato del giorno prima

Nel 2016 la quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia è stata pari a 290 TWh, sostanzialmente stabile (+0,6%)

rispetto al 2015 (287 TWh), confermando così l'esaurimento del trend decrescente osservato negli anni 2010-2014. A livello zonale si osservano, invece, dinamiche contrastanti: in crescita gli acquisti delle zone centrali del continente (Centro-Nord +5,9%, Centro-Sud +2,3%) e della Sicilia (+5,7%), in calo gli acquisti delle altre zone, tra cui il Sud (-12,3%). Risultano, invece, in ripresa i volumi scambiati nella Borsa elettrica, saliti a 203 TWh (+3,9%), il livello più alto degli ultimi sette anni, escludendo il picco del 2013; la crescita appare supportata dagli operatori non istituzionali nazionali (+14,4%) sul lato vendita, mentre sul lato acquisto ha contribuito una maggior domanda dell'Acquirente Unico (+28,2%) e delle esportazioni (+67,5%). In controtendenza i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter*, scesi a 87 TWh (-6,4%) e prossimi al minimo storico del 2013. Nell'anno 2016 la Borsa elettrica italiana ha registrato il prezzo medio di acquisto dell'energia (PUN) più basso della sua storia, pari a 42,78 €/MWh, in calo del 18,2% rispetto all'anno precedente. Il ribasso è risultato consistente in tutti i blocchi orari, attestandosi rispettivamente ai minimi storici di 48,34 €/MWh e 39,85 €/MWh nelle ore di picco e fuori picco (-18% circa in entrambi i gruppi di ore) e toccando i 38,55 €/MWh nelle ore festive (-17,6%). Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di novembre (58,33 €/MWh), mentre il picco di vendite mensili, come già osservato negli ultimi quattro anni, si è registrato nel mese di luglio con 27 TWh scambiati, in calo del 2,9% rispetto allo stesso mese del 2015 (Fig. 2.8).

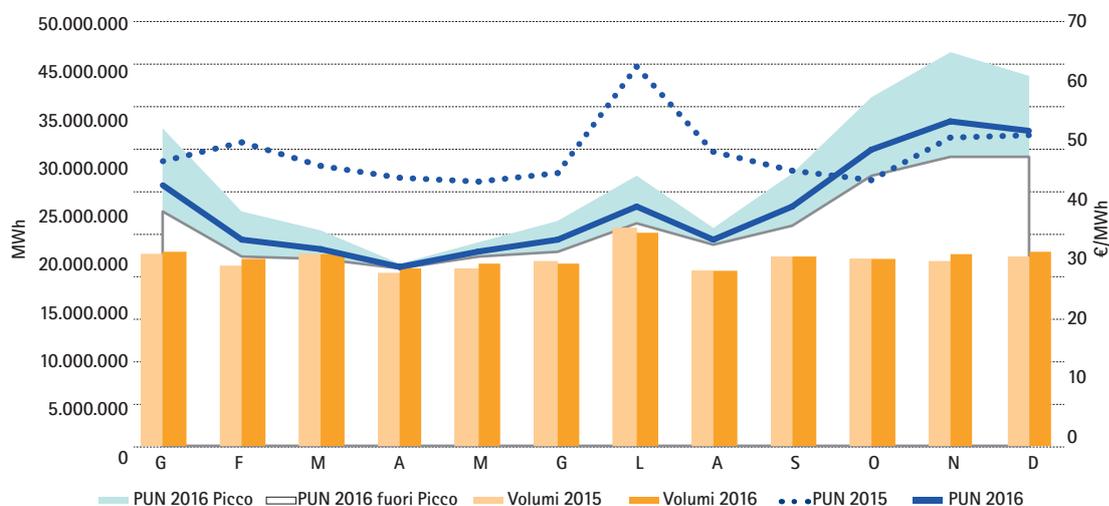
Nel dettaglio, anche a livello zonale (Fig. 2.9) si assiste a un calo dei prezzi ai minimi storici, con ribassi sull'anno precedente compresi tra 17-19%, e valori compresi tra i 40,37 €/MWh del Sud, che si conferma per l'ottavo anno consecutivo la zona con il prezzo più basso, e i 47,62 €/MWh della Sicilia. Pur considerando l'impatto sulle zone centro-settentrionali degli alti prezzi registrati sulle Borse europee limitrofe nell'ultimo trimestre del 2016, si consolida la convergenza dei prezzi di vendita zonali, favorita in Sicilia dalla messa in servizio, a maggio 2016, del cavo Sorgente Rizziconi.

²² Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures*, *forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

FIG. 2.8

Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia

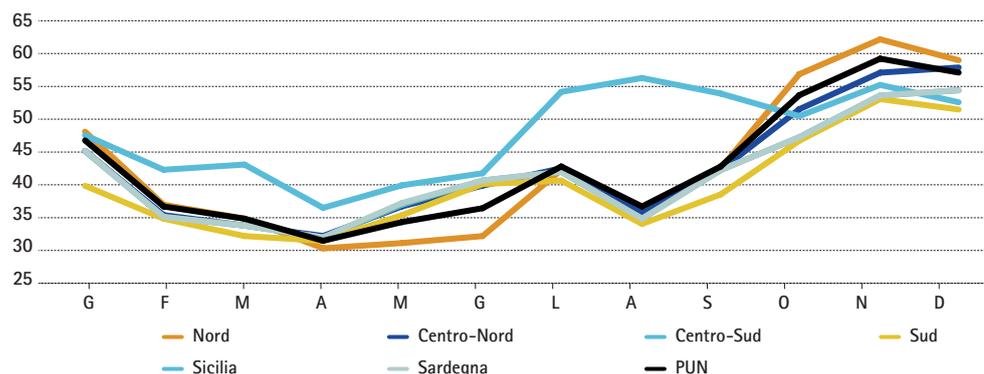
Volumi in MWh; PUN (medio, di picco e fuori picco) in €/MWh



Fonte: GME.

FIG. 2.9

Andamento mensile dei prezzi zionali nel 2016
€/MWh



Fonte: GME.

Nell'ultimo trimestre del 2016²³, sull'MPEG sono stati scambiati complessivamente 2.485 MWh, in prevalenza per prodotti di profilo *baseload* (75%). In questo primo periodo, le contrattazioni si sono concentrate nel mese di dicembre, con valori nettamente crescenti nei successivi mesi del 2017. Relativamente ai prezzi negoziati, si registrano solo differenziali positivi e compresi tra +0,0 e +1,0 €/MWh rispetto al PUN.

Confronti internazionali e scambi alla frontiera

Anche a livello europeo si è osservato un generale calo del prezzo dell'energia elettrica, che nel 2016 ha registrato valori medi annui

compresi tra i 27 €/MWh dell'area scandinava e i 43 €/MWh dell'Italia. Tali flessioni si sono registrate in modo consistente fino a settembre 2016, mentre nell'ultimo trimestre dell'anno si è manifestata una decisa ripresa trainata dai picchi di prezzo registrati in Francia e conseguenti alla prolungata indisponibilità di alcune centrali nucleari. La forte crescita dei prezzi francesi ha favorito, peraltro, un incremento del differenziale con la Germania, che è salito al massimo storico di 8 €/MWh (Francia: 37 €/MWh; Austria/Germania: 29 €/MWh). Gli alti prezzi registrati tra ottobre e novembre hanno inoltre reso la Francia, solitamente esportatrice verso l'estero, più dipendente dall'energia proveniente dai Paesi confinanti. Sulla frontiera con l'Italia, benché quest'ultima nel totale dell'ultimo

²³ La prima sessione dell'MPEG è occorsa il 29 settembre 2016 con prodotti in consegna a partire dall'1 ottobre 2016.

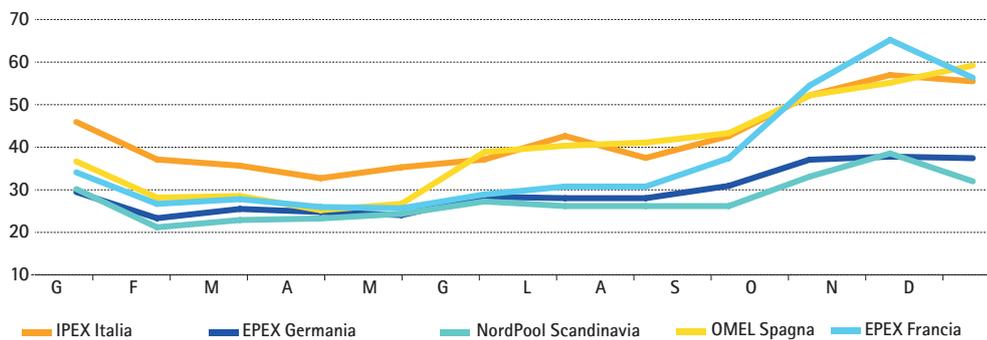


FIG. 2.10

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2016

Valori medi *baseload*, €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati delle Borse elettriche europee.

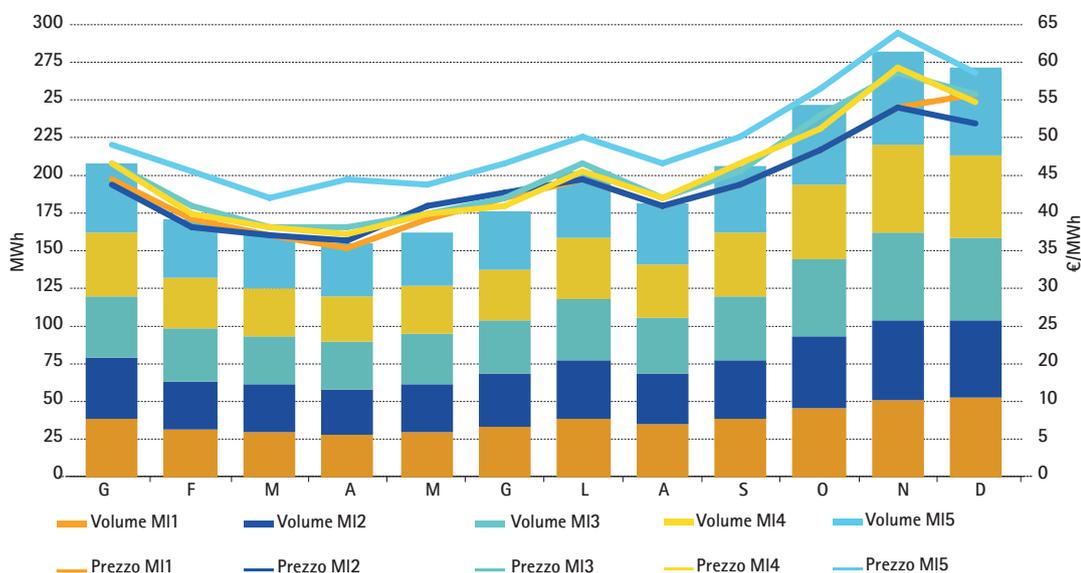


FIG. 2.11

Andamento mensile di prezzi e volumi per ciascuna sessione dell'MI nel 2016

MWh; €/MWh

Fonte: GME

trimestre 2016 sia rimasta importatrice netta dalla Francia, si sono registrate molte più ore di esportazione (32%) rispetto alla media dei precedenti periodi (2%), trainate da un prezzo francese superiore (13%) o uguale a quello italiano (67%).

Relativamente ai volumi scambiati sulla frontiera settentrionale, nel 2016 il *market coupling* ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 2.364 MWh, di cui 1.729 MWh sul confine francese (-4,6% rispetto al 2015), 184 MWh su quello austriaco (-2,7% rispetto al 2015) e 451 MWh su quello sloveno (+1,0% rispetto al 2015), con un flusso complessivo di energia prevalentemente in import.

Esiti del Mercato infragiornaliero

Le cinque sessioni dell'MI hanno registrato nel 2016 un totale di

28 TWh, in aumento rispetto allo scorso anno (+12%) e al massimo storico dalla partenza del mercato. La maggior parte di questi volumi (63%) è stata scambiata nelle prime due sessioni di mercato, le quali registrano anche i maggiori incrementi congiunturali: MI1 (+16%) e MI2 (+13%). I prezzi di acquisto risultano mediamente in calo in tutte le sessioni (-18 o -19%), coerentemente con il trend negativo segnalato sull'MGP. A confronto con il PUN, nella medesima ora i prezzi sull'MI risultano mediamente inferiori in tutte e cinque le sessioni, in particolare sull'MI4 con un differenziale medio del -3,9%.

Esiti del Mercato a termine dell'energia elettrica

L'MTE organizzato dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica, ha registrato nel 2016 un totale di

1,1 TWh negoziati, in calo del 79% rispetto allo scorso anno (Tav. 2.21). La quota più rilevante di negoziazioni risulta di profilo *baseload* (79%), in particolare per la durata mensile (41%) e trimestrale (39%). Mediamente si sono registrati sette abbinamenti al mese, che risultano maggiormente concentrati nei mesi di febbraio, giugno e agosto.

Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), gli operatori hanno indicato, per i mesi del 2016, prezzi compresi tra 33 e 61 €/MWh. Tale andamento risulta in linea con il trend registrato nel corso dell'anno dal sottostante PUN (Fig. 2.12).

TAV. 2.21

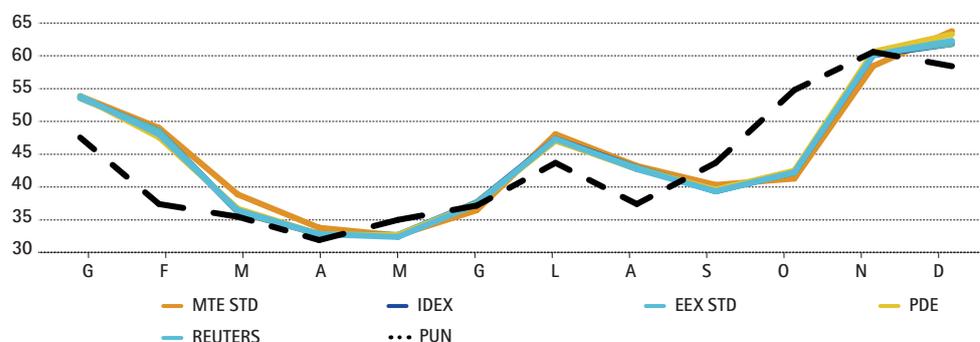
Volumi scambiati sull'MTE dal 2010

DURATA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	VAR. 2016-2017	QUOTA
CONTRATTI (MW)	2.366	7.673	8.882	2.171	2.944	1.004	411	-59%	100%
<i>Baseload</i>	1.146	5.563	8.253	679	2.829	899	323	-64%	79%
<i>Peakload</i>	1.220	2.110	629	1.492	115	105	88	-16%	21%
VOLUMI (GWh)	6.285	31.667	30.358	7.996	18.402	5.087	1.069	-79%	100%
<i>Baseload</i>	5.011	28.007	28.895	3.618	18.356	5.007	1002	-80%	94%
<i>Peakload</i>	1.275	3.660	1.463	4.379	46	79	67	-15%	6%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

FIG. 2.12

Prezzi medi nel 2016 del prodotto baseload di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di diverse fonti.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), altresì conosciuti come "certificati bianchi", è stato introdotto con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004 e successivamente oggetto di revisioni mediante il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 21 dicembre 2007 e mediante il decreto interministeriale 28 dicembre 2012. Quest'ultimo ha stabilito gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i distributori di energia elettrica e gas naturale sino al 2016, disponendo, al contempo, rilevanti modifiche nella struttura e nella gestione del meccanismo in precedenza in capo all'Autorità e ora, invece, assegnata al GSE. Il successivo decreto interministeriale 11 gennaio 2017, in vigore dal successivo 4 aprile, ne ha ulteriormente modificato le regole attuative, oltre a definire nuovi obblighi di risparmio sino al 2020.

Ai sensi della normativa vigente sino alla fine del 2016, oggetto della presente *Relazione Annuale*, i TEE vengono rilasciati a seguito di incrementi di efficienza energetica per una durata di 5-8 anni e hanno valore proporzionale al risparmio energetico addizionale conseguito, secondo il c.d. "coefficiente di durabilità". Essi sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori, delle società operanti nel settore dei servizi energetici (E.S.Co.), dei soggetti che hanno ottemperato all'obbligo di nomina dell'*energy manager* ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10, e, a partire dal 2013, delle società che provvedono volontariamente alla nomina dell'*energy manager* ovvero si dotino di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001. Il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE, suddivisi tra le seguenti tipologie progressivamente previste dall'Autorità per tenere conto delle modifiche alla normativa di riferimento:

- tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi di riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi di riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi diversi dai precedenti;
- tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'art. 30 del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, ovvero approvate con il decreto interministeriale 28 dicembre 2012;
- tipo V, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i TEE di tipo IV;
- tipo II-CAR, attestanti il conseguimento di risparmi di energia tramite la cogenerazione ad alto rendimento la cui entità è stata certificata sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011;
- tipo IN, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per l'innovazione tecnologica;
- tipo E, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per la riduzione delle emissioni in atmosfera.

I soggetti obbligati (ovvero i distributori che alla data del 31 dicembre, per due anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali) possono soddisfare i propri obblighi di risparmio energetico anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti con contrattazioni bilaterali o sull'apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento, progressivamente aggiornate.

Nel 2016, in particolare, sono stati scambiati complessivamente 9.378.891 TEE, in aumento rispetto all'anno 2015 (+7%) allorché si era registrato un netto calo rispetto all'anno precedente (-40%). Di essi, circa il 41% è stato scambiato tramite contrattazioni bilaterali, percentuale in diminuzione rispetto al 2015, secondo un trend già evidenziato lo scorso anno.

TAV. 2.22

Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2016
Quantità in TEE; prezzi in €/TEE

TIPOLOGIA	MERCATO DEL GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
I	1.792.924	142,74	933.688	105,80
II	2.516.254	141,79	1.933.619	110,86
II-CAR	584.459	151,46	813.446	120,61
III	648.234	179,59	156.267	139,26
V	0	-	0	-

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GME.

Rimangono irrisorie le emissioni di TEE corrispondenti a risparmi perseguiti nei settori dei trasporti e di conseguenza i relativi scambi. Si rimanda alle analisi pubblicate dall'Autorità per considerazioni più approfondite relative alle scelte adottate dagli operatori in materia di scambi di TEE e al loro effetto nell'ambito delle nuove regole di determinazione del contributo tariffario, di competenza dell'Autorità e che, a partire dall'anno solare 2014,

tengono conto anche dei prezzi di scambio riscontrati sul solo mercato organizzato, per questo motivo oggetto di valutazioni dedicate.

L'analisi degli scambi per tipologia evidenzia, infine, come l'incidenza dei TEE di tipo II e III è diminuita con riferimento agli scambi avvenuti tramite accordi bilaterali e aumentata per quanto riguarda il mercato.

Mercato finale della vendita

La tavola 2.23 riporta il numero di operatori presenti nelle tre articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali (maggior tutela, mercato libero e salvaguardia) e rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas. Nel 2016, 131 soggetti hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita nel mercato di maggior tutela; tutti hanno risposto all'Indagine.

Le imprese che hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nel mercato libero sono invece 542: 450 (cioè l'83%) di queste hanno risposto all'Indagine e tra loro ve ne sono 48 che hanno comunicato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno.

Tenendo conto che molti soggetti sono presenti in più di uno dei segmenti della vendita finale, il totale delle imprese operanti nel mercato della vendita finale elettrica non può essere calcolato come somma dei soggetti di ciascuna fase. D'altro canto, per analizzare lo sviluppo del numero di imprese che lavorano nel mercato finale della vendita elettrica, è sufficiente concentrarsi sul segmento del mercato libero, dati i vincoli all'ingresso di nuovi operatori esistenti

nel mercato di salvaguardia e in quello di maggior tutela. Nel 2016 i soggetti operanti (cioè che hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di avere svolto l'attività di vendita elettrica anche per un periodo limitato dell'anno) erano pari a 135 nella maggior tutela, due nella salvaguardia e 481 nel libero.

Il numero di venditori di energia elettrica è, quindi, cresciuto nel 2016 di 61 unità sul mercato libero. Il trend di espansione nel segmento della vendita perdura quasi ininterrottamente dal 2008 (si veda anche la tavola 2.38).

La tavola 2.24 presenta la ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2016 al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete, nonché del numero totale dei clienti (approssimato, qui come in tutti i paragrafi dedicati alla vendita, dal numero dei punti di prelievo conteggiati secondo il criterio del *pro die*). La tavola è costruita sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 94% circa dei consumi finali

MERCATO	VENDITORI ^(A)	RISPONDENTI	DI CUI INATTIVE
Servizio di maggior tutela	131	131	-
Servizio di salvaguardia	2	2	-
Vendita ai clienti liberi	542	450	48

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nel 2016, anche per un periodo limitato dell'anno.
Fonte: Anagrafica operatori dell'AEEGSI e Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.23

Imprese di vendita di energia elettrica nel 2016

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2015	2016	VAR. % 2016-2015	2015	2016	VAR. % 2016-2015
Mercato di maggior tutela	56.892	52.693	-7,4%	24.215	23.338	-3,6%
Domestico	37.967	35.058	-7,7%	20.313	19.619	-3,4%
Non domestico	18.925	17.635	-6,8%	3.902	3.718	-4,7%
Mercato di salvaguardia	3.817	4.224	10,7%	85	90	5,8%
Mercato libero	195.259	193.725	-0,8%	12.754	13.842	8,5%
Domestico	21.208	22.055	4,0%	9.401	10.269	9,2%
Non domestico	174.050	171.670	-1,4%	3.353	3.573	6,6%
MERCATO FINALE	255.968	250.642	-2,1%	37.054	37.269	0,6%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.24

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

stimati da Terna per il 2016²⁴ (ma questa percentuale può cambiare, tenuto conto della natura preconsuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna sia dell'Indagine annuale condotta dall'Autorità presso i venditori).

I risultati dell'Indagine annuale (come di consueto, da considerarsi provvisori per il 2016) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 250 TWh a circa 37 milioni di clienti (Tav. 2.24). Complessivamente i consumi di energia si sono ridotti del 2,1% rispetto al 2015, mentre i consumatori sono cresciuti dello 0,6%.

Come succede ormai da qualche anno, il servizio di maggior tutela si è ulteriormente ristretto: la caduta complessiva, infatti, ha inciso più pesantemente su tale servizio di quanto non sia accaduto al mercato libero, che invece ha tenuto, almeno in termini di clienti; il servizio di salvaguardia, viceversa, è tornato ad ampliarsi in misura non lieve; i consumi del settore domestico sono calati in misura maggiore rispetto a quelli degli usi produttivi.

Più precisamente, il settore domestico ha acquistato complessivamente 57,1 TWh contro i 59,2 TWh del 2015, registrando quindi

una riduzione del 3,5%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico – quest'anno pari a 193,65 TWh in luogo dei precedenti 196,8 TWh – ha evidenziato un calo dell'1,7% rispetto al 2015.

La quota del mercato tutelato sul mercato totale è diminuita in termini sia di energia sia di clienti, a vantaggio del mercato libero, mentre la sezione della salvaguardia è leggermente cresciuta, almeno in termini di energia. In un mercato finale che complessivamente si è ristretto di 5,3 TWh, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 4,2 TWh (-7,4% rispetto al 2015), mentre il mercato libero ha perso solo 1,5 TWh rispetto all'anno precedente (-0,8%); nel regime di salvaguardia, invece, le vendite sono cresciute di 0,4 TWh.

Anche nel 2016 è proseguito il movimento dei consumatori domestici verso il mercato libero. I punti di prelievo domestici sono complessivamente aumentati nel 2016 di circa 175.000 unità, ma il mercato tutelato ne ha persi 683.000 rispetto al 2015, mentre il libero ne registra 869.000 in più. Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano nel mercato libero: 1.787 kWh/anno contro 2.148 kWh/anno.

²⁴ Per ottenere la percentuale indicata, occorre sommare ai consumi finali esposti nella tavola i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi (propri e di gruppo) e a titolo di vendita a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione, che non sono inclusi nella tavola 2.26.

Entrambi questi valori, tuttavia, risultano inferiori a quelli dello scorso anno: di 82 kWh nel servizio di maggior tutela e di 108 kWh nel mercato libero.

Come nel 2015, anche nel 2016 il servizio di salvaguardia si è ampliato, dopo anni in cui andava assottigliandosi: l'energia venduta è cresciuta del 10,7% (+0,4 TWh), anche se l'aumento è stato inferiore a quello dello scorso anno quando era cresciuto del 17,4%; il numero di clienti serviti è aumentato di circa 5.000 unità. Come si vedrà più in dettaglio nelle pagine che seguono (si veda il paragrafo dedicato), l'aumento registrato nei punti di prelievo è da attribuire integralmente ai clienti allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, all'illuminazione pubblica, mentre la crescita dei volumi acquistati è avvenuta per quasi tutte le tipologie di clienti, tranne che per l'illuminazione pubblica in media tensione.

Come si è detto poco sopra, l'elettricità fornita sul mercato libero nel 2016 ha evidenziato una lieve caduta: con 193,7 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è diminuito dell'1,5% rispetto al 2015. Il numero dei clienti complessivamente serviti, però, è cresciuto di oltre un milione di unità, più nel settore domestico (+9,2%) che nel settore non domestico (+6,6%). Il consumo medio unitario si è quindi abbassato di un altro 9%. Tale fenomeno accade ormai da molti anni: dai 25.500 kWh/anno del 2011, nel 2016 è sceso a 14.000 kWh/anno. Il costante ridimensionamento è dovuto in parte all'ingresso in questo mercato dei consumatori domestici,

tipicamente caratterizzati da valori di prelievo medio inferiori a quelli dei consumatori non domestici (e nel tempo sempre più bassi), ma è soprattutto spiegato dal ripiegamento dei consumi non domestici. Dopo la risalita dello scorso anno, infatti, nel 2016 le vendite del mercato libero al settore non domestico hanno registrato una nuova caduta (-1,4%) fermandosi a 171,7 TWh. Nel 2011 il mercato libero forniva al settore non domestico 12,1 TWh in più.

Complessivamente, quindi, nel 2016 il mercato tutelato ha acquisito il 21% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 22,2% del 2015), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,7% (contro l'1,5% del 2015) e il mercato libero ne ha acquistato il 77,3% (contro il 76,3% del 2015). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a rovesciarsi: il 62,6% dei clienti è tuttora servito in maggior tutela, mentre il 37,1% è passato al mercato libero.

Analizzando il mercato della vendita finale sotto il profilo della tensione (Tav. 2.25), si osserva che nel 2016 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 40,5% dell'energia nel mercato di maggior tutela, l'1,1% tramite il servizio di salvaguardia e il 58,4% nel mercato libero. La porzione del mercato di maggior tutela è ovviamente più elevata (61,4%) se all'interno della bassa tensione si considerano i soli clienti domestici. I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno, infatti, acquistato soltanto il 24,2% dell'energia sul mercato di maggior tutela, il 2% in salvaguardia e il 73,8% nel mercato libero. Non vi sono, ovviamente, clienti allacciati

TAV. 2.25

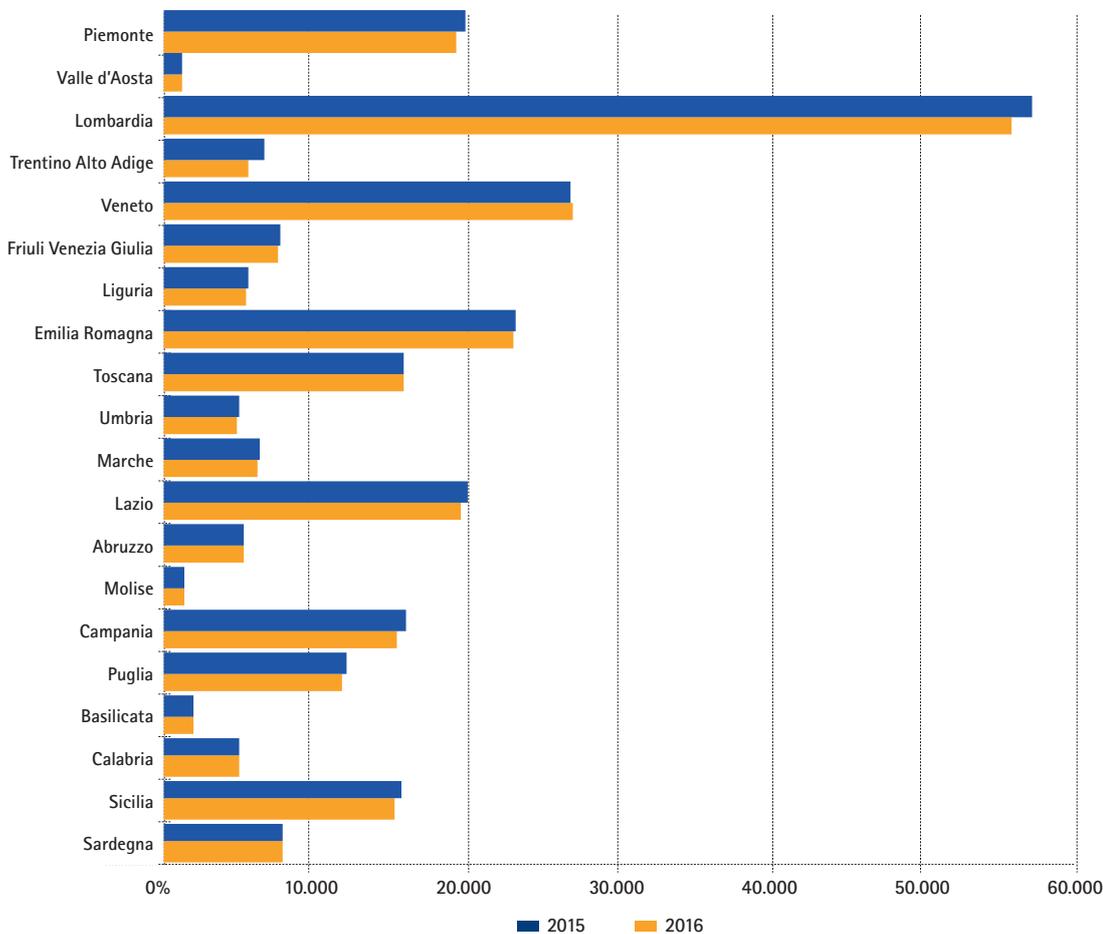
Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	2015				2016			
	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE
VOLUMI								
Bassa tensione	56.892	1.340	74.765	132.997	52.693	1.481	75.930	130.104
Domestico	37.967	0	21.208	59.175	35.058		22.055	57.113
Non domestico	18.925	1.340	53.557	73.821	17.635	1.481	53.875	72.991
Media tensione		2.337	93.156	95.494		2.487	90.668	93.154
Alta/Altissima tensione		141	27.337	27.478		257	27.127	27.384
TOTALE	56.892	3.817	195.259	255.968	52.693	4.224	193.725	250.642
PUNTI DI PRELIEVO								
Bassa tensione	24.215	77	12.653	36.946	23.338	83	13.743	37.164
Domestico	20.313		9.401	29.713	19.619		10.269	29.889
Non domestico	3.902	77	3.253	7.233	3.718	83	3.474	7.275
Media tensione		7,3	99	107		6,9	98	105
Alta/Altissima tensione		0,0	1,0	1,0		0,02	1,0	1,1
TOTALE	24.215	85	12.754	37.054	23.338	90	13.842	37.269

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.13



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

in media o in alta tensione serviti dalla maggior tutela. La quota di energia fornita in regime di salvaguardia è più elevata nel caso dei clienti connessi in media tensione (2,7%), rispetto ai clienti in alta o altissima tensione (0,9%). Quasi tutta l'energia allacciata in alta o altissima tensione viene acquistata sul mercato libero (99,1%), che fornisce anche il 97,3% dell'elettricità utilizzata dai clienti in media tensione.

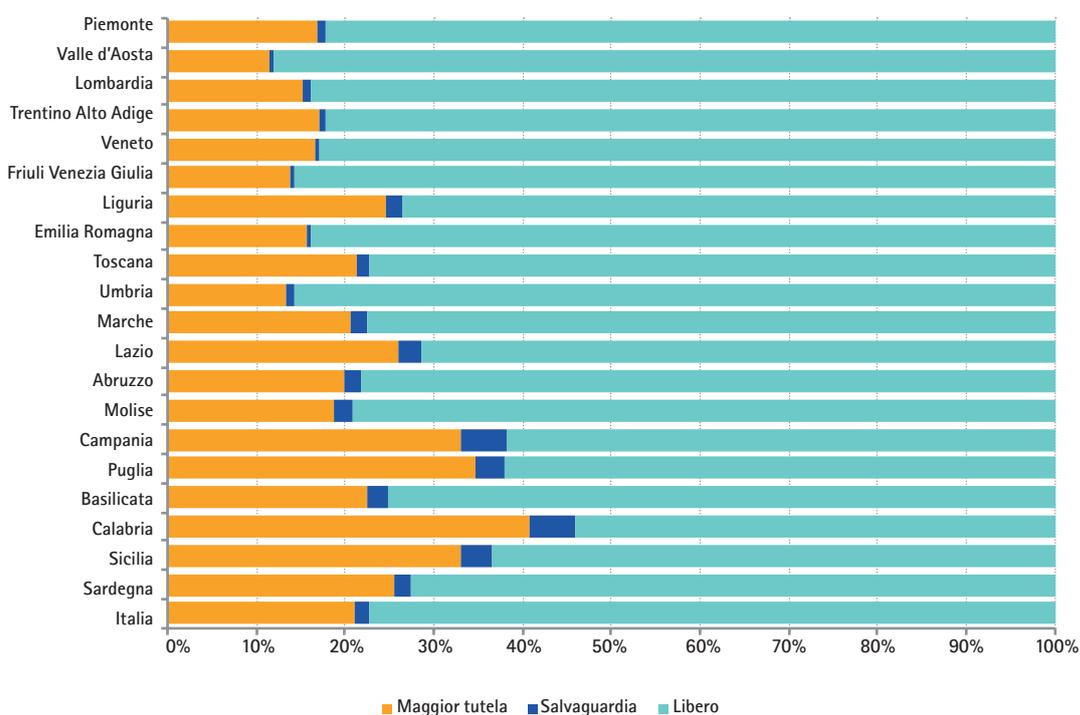
La distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Fig. 2.13) non evidenzia significativi mutamenti rispetto al 2015: la Lombardia rimane la regione con i consumi marcatamente più elevati e più che doppi rispetto al Veneto, seconda regione con i consumi più elevati. Seguono – con valori consistenti – l'Emilia Romagna, il Lazio e il Piemonte. Le regioni che mostrano, al contrario, i valori di consumo più bassi sono la Valle d'Aosta, il Molise e la Basilicata. Quasi tutte le regioni presentano un calo nei consumi rispetto al 2015, con qualche eccezione. In particolare, si osserva una crescita in Molise,

in Basilicata e in Calabria e una sostanziale stabilità in Veneto, in Abruzzo e in Valle d'Aosta. La perdita più significativa si manifesta in Trentino Alto Adige e in Umbria. Occorre, però, ricordare che la percentuale di variazione nei volumi di vendita regionali è influenzata dai venditori che rispondono alle varie edizioni dell'Indagine (e soprattutto dalla loro localizzazione geografica).

La figura 2.14 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale che, pur vedendo la parte del mercato libero che cresce di anno in anno, si presenta abbastanza simile al 2015: la porzione di energia acquistata nel mercato libero risulta più ampia nelle regioni settentrionali, mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale. In particolare, Valle d'Aosta e Umbria risultano i territori con le quote di mercato libero più elevate. Al terzo posto si colloca il Friuli Venezia Giulia, che negli anni scorsi era la seconda regione italiana per ampiezza del mercato

FIG. 2.14

Vendite di energia elettrica al mercato finale per regione e per tipologia di mercato
Ripartizione percentuale



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

libero, quest'anno superato dall'Umbria. Altro elemento nuovo rispetto al 2015 è che le regioni in cui la quota del mercato libero ha raggiunto o supera l'80% sono divenute otto (le tre già menzionate più Lombardia, Emilia Romagna, Veneto, Piemonte e Trentino Alto Adige), una in più rispetto all'anno precedente.

La regione Calabria mantiene, all'opposto, il primato della regione italiana con la più bassa percentuale di apertura del mercato, pari al 54,1%. Percentuali ridotte si riscontrano anche in Campania (61,8%), Puglia (62%) e Sicilia (63,5%).

Con l'eccezione delle prime tre posizioni, la classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2016 (Tav. 2.26) presenta alcune novità rispetto allo scorso anno per l'avvicinamento dei venditori nelle varie posizioni.

L'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, quest'anno con una quota in risalita al 35,3% e sempre ben distanziata dal gruppo inseguitore Edison. La quota di quest'ultimo nel 2016 è anche scesa di due punti percentuali rispetto a quella del 2015, fermandosi al 4,7%. Al terzo posto, come sempre, il gruppo Eni con il 4,3% (all'incirca la stessa percentuale che aveva lo scorso anno).

Il gruppo Enel mantiene la sua posizione nel mercato totale grazie

alla sua sostanziale dominanza nel c.d. *mass market*, costituito dal settore domestico e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione: più di metà di questo mercato – è infatti servita da Enel, mentre Eni, che è in seconda posizione, possiede una quota del 4,1%.

Nel 2016, comunque, Enel ha riguadagnato la prima posizione, che aveva perso nel 2013, anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione.

Nel 2016 il livello di concentrazione del mercato totale è rimasto sostanzialmente invariato: i primi tre operatori (gruppi societari) coprono il 44,2% delle vendite complessive (la quota era del 44,3% nel 2015); l'indice HHI è invece leggermente salito a 1.375 da 1.270. Occorrono 17 gruppi (come lo scorso anno) per superare il 75%.

Nel 2016 il 73% dell'energia consumata dalle famiglie è stato venduto dal gruppo Enel (73,5% nel 2015); con una quota del 5,5%, il secondo gruppo è Eni, mentre Acea ha mantenuto la terza posizione con il 3,5%. Complessivamente, i primi cinque operatori (A2A e Iren insieme a quelli già citati) detengono l'86,6% del settore domestico (l'87,6% nel 2015).

Prendendo a riferimento le vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 40,4%, rimane ben distanziata dal 3,9% del secondo gruppo che è risultato

TAV. 2.26

Primi venti gruppi per vendite di energia elettrica al mercato finale nel 2016
GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE	POSIZIONE NEL 2015
		BT	MT	AT/AAT		
Enel	41.717	29.453	12.654	4.530	88.354	1°
Edison	1.122	1.635	5.789	3.247	11.793	2°
Eni	3.146	2.252	4.610	713	10.721	3°
Hera	1.084	2.876	4.642	391	8.994	5°
Axpo Group	43	1.528	2.835	3.367	7.772	7°
Acea	2.017	1.703	1.942	1.299	6.961	6°
Gala	61	2.582	3.828	184	6.655	4°
A2A	1.447	1.933	2.730	256	6.366	9°
E.On	217	1.499	3.661	845	6.222	10°
Metaenergia	14	869	5.141	173	6.197	11°
Sorgenia	213	1.569	3.681	499	5.962	8°
Iren	1.144	1.502	2.202	128	4.976	16°
C.V.A.	122	1.788	2.515	16	4.441	12°
Energetic Source	71	1.965	1.934	206	4.176	13°
Dolomiti Energia	569	1.471	1.809	250	4.100	15°
Duferco	48	471	1.012	2.543	4.074	18°
Repower	0	1.836	1.750	7	3.593	17°
Alperia	242	950	1.804	229	3.225	25°
SC Holding	273	254	1.367	1.326	3.222	14°
Egea	38	502	2.394	138	3.072	20°
Altri operatori	3.525	14.352	24.854	7.037	49.767	-
TOTALE	57.113	72.991	93.154	27.384	250.642	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Hera (in terza posizione nel 2015). Seguono Gala con il 3,5%, che nel 2015 era in seconda posizione, Eni con il 3,1% ed Energetic Source con il 2,7%.

Come si vede, nel 2016 il gruppo Edison, che tradizionalmente inseguiva l'*incumbent*, ha perso quote nel *mass market*, essendo scivolato in sesta posizione nella graduatoria delle vendite ai clienti domestici e in decima posizione nelle vendite ai clienti non domestici in bassa tensione, mentre è rimasto preponderante nei segmenti della media e dell'alta tensione. Infatti, nelle vendite ai clienti non domestici allacciati in media tensione Edison è il secondo gruppo con una quota del 6,2% immediatamente dopo Enel con il 13,6%. È cresciuta la quota del terzo gruppo, Metaenergia, passata dal 4,6% del 2015 al 5,5%. Seguono poi Hera (5%) ed Eni (4,9%), mentre il gruppo Gala, che nel 2015 era in seconda posizione, è sceso al sesto posto.

Anche nelle vendite a clienti in alta o altissima tensione, ai quali ha fornito l'11,9% dell'energia complessivamente acquisita, il gruppo

Edison è rimasto rilevante, pur essendo passato in terza posizione. Il gruppo Enel, invece, è tornato al primo posto con la quota del 16,5%, seguito da Axpo Group (12,3%) che nel 2015 era terzo. Duferco (8,5%) e SC Holding, il gruppo che dirige e coordina Green Network (6,8%), completano la classifica dei primi cinque posti.

Sulla base dei dati forniti dai distributori, anche il 2016 è stato caratterizzato da un intenso movimento dei clienti da un fornitore a un altro. Complessivamente, oltre 3,7 milioni di clienti (184.000 punti in più del 2015), cioè il 10,1%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso del 2016. In termini di volumi essi corrispondono quasi al 24% del totale dell'energia distribuita (Tav. 2.27).

Più in dettaglio, nel 2016 hanno cambiato fornitore:

- l'8,7% delle famiglie (cioè oltre 2.500.000 punti di prelievo), corrispondente a una quota di energia del 10,2% con un incremento, rispetto al 2015, di più di 200.000 punti di prelievo;

TAV. 2.27

Tassi di switching dei clienti finali nel 2015 e nel 2016

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2015		2016	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	10,1%	8,0%	10,2%	8,7%
Non domestico:	32,6%	15,8%	27,8%	15,6%
di cui:				
- bassa tensione	28,6%	15,5%	26,6%	15,4%
- media tensione	34,8%	34,4%	33,2%	27,2%
- alta e altissima tensione	34,6%	35,2%	16,8%	17,8%
TOTALE	27,6%	9,6%	23,9%	10,1%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

- il 15,4% (cioè poco più di 1,1 milioni) dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione, corrispondente a una quota di energia pari al 15,6%; questi clienti sono risultati un po' meno dinamici rispetto allo scorso anno, quando avevano cambiato fornitore circa 8.000 punti in più.

Diversamente dagli anni più recenti, il livello di *switching* del settore non domestico in media e in alta tensione ha perso vivacità in termini sia di punti di prelievo sia di energia.

Nel 2016, infatti, il 27,2% dei clienti in media tensione ha cambiato fornitore, 7.800 punti in meno del 2015, corrispondenti al 33,2% dei volumi. Più forte ancora è stata la riduzione rispetto all'anno precedente dello *switching* dei clienti in alta o altissima tensione che è sceso al 17,8% dal 35,2% registrato nel 2015.

Servizio di maggior tutela

I consumatori domestici e le piccole imprese²⁵ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero usufruiscono del servizio di maggior tutela. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 utenti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

I primi risultati dell'Indagine annuale mostrano che nel 2016 sono stati venduti, nel mercato di maggior tutela, poco meno di 53 TWh a circa 23 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2015, i consumi sono scesi di circa 4 TWh (-7,8%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti del 3,6% (Tav. 2.28).

TAV. 2.28

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2015	2016	VARIAZIONE	2015	2016	VARIAZIONE
Domestici	37.967	35.058	-7,7%	20.313	19.619	-3,4%
Residenti	33.556	30.859	-8,0%	15.706	15.048	-4,2%
Non residenti	4.411	4.199	-4,8%	4.607	4.572	-0,8%
Illuminazione pubblica	362	368	1,5%	16	18	15,4%
Altri usi	18.563	17.267	-7,0%	3.887	3.700	-4,8%
Fino a 16,5 kW	9.894	9.094	-8,1%	3.622	3.439	-5,1%
Oltre 16,5 kW	8.668	8.174	-5,7%	265	262	-1,2%
TOTALE	56.892	52.693	-7,4%	24.215	23.338	-3,6%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

²⁵ Ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con modificazioni dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, sono "piccole imprese" i clienti finali diversi dai clienti domestici aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro.

Il numero di punti di prelievo serviti ha continuato a registrare forti cali: il servizio è nato, in effetti, al momento della completa apertura del mercato per supportare le famiglie e le piccole imprese che non erano in grado di scegliere un fornitore, ma è destinato a esaurirsi nel tempo anche in forza di provvedimenti amministrativi. Così, lo scorso anno sono complessivamente usciti dal mercato di maggior tutela il 3,4% di famiglie e il 4,8% di clienti con altri usi. Nell'ambito dei clienti domestici, il calo più elevato si è registrato per i residenti (-4,2%), mentre vi è stata una contrazione lieve (-0,8%) dei domestici non residenti. Per questi ultimi, che hanno consumi unitari più contenuti, probabilmente è meno forte la spinta alla ricerca di condizioni economiche più favorevoli sul mercato libero, così come l'attrattiva per i venditori.

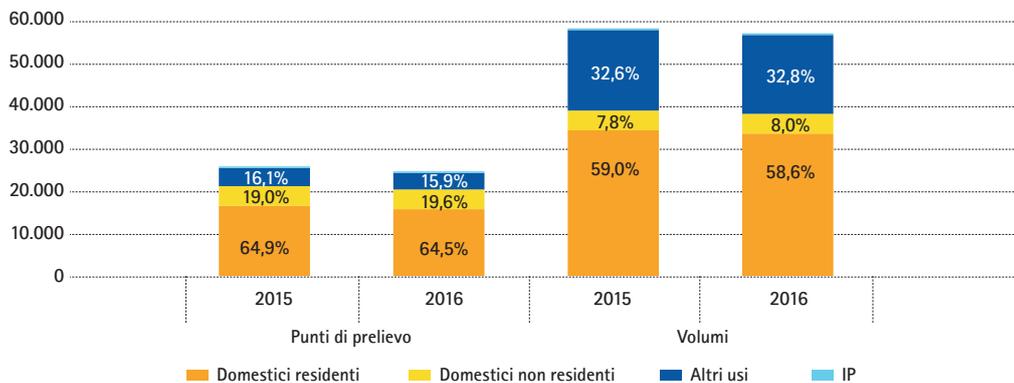
Poiché, in generale, nel 2016 i consumi energetici si sono ridotti rispetto all'anno precedente, le riduzioni nelle quantità vendute (-7,7% per i domestici e -7% per gli altri usi) sono state superiori a quelle dei punti serviti (-3,4% domestici, -4,8% altri usi). Il percorso di uscita dal servizio di maggior tutela dei domestici non residenti sembra quasi essersi fermato (-0,8%), mentre

nel caso dell'illuminazione pubblica si registra un aumento del servizio, in termini sia di punti serviti (+15,4%) sia di energia (+1,5%). Sono rimaste praticamente immutate, rispetto al 2015, le quote dei vari usi sul consumo totale. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (35,1 TWh) che, in termini di numerosità (19,6 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'84% del totale (sceso complessivamente a 23,3 milioni di punti di prelievo) (Fig. 2.15).

Il 76,7% dei clienti domestici serviti nella maggior tutela è rappresentato da famiglie residenti che acquistano l'88% dell'elettricità venduta alla clientela domestica. Il 92,8% delle famiglie residenti possiede un contratto con potenza sino a 3 kW.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel mercato di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme contano per il 96,4% dei punti di prelievo (Tav. 2.29).

Quasi tutti i clienti domestici (96,3%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria (Tav. 2.30), vale a dire quella condizione economica



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.15

Consumi e clienti serviti in maggior tutela
Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia e quote percentuali

	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Monoraria	1.339	2,5%	469	2,0%
Bioraria volontaria	752	1,4%	372	1,6%
Bioraria obbligatoria	33.678	63,9%	18.884	80,9%
Multioraria	16.924	32,1%	3.612	15,5%
TOTALE	52.693	100,0%	23.338	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.29

Servizio di maggior tutela per condizione economica nel 2016
Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

che varia per fascia oraria nella giornata e che, a partire dall'1 luglio 2010, viene applicata automaticamente ai clienti dotati di contatore elettronico riprogrammato; solo l'1,9% dei clienti paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 1,9% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. La porzione di clienti a tariffa bioraria obbligatoria è sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, quella dei clienti con bioraria volontaria è aumentata dello 0,4%, mentre quella dei clienti con tariffa monoraria si è ridotta dello 0,3%. Quest'ultima continua a diminuire anche per i non domestici, via via che gli *smart meter* sostituiscono i misuratori tradizionali: nel 2016 è scesa al 2% del totale dei clienti, ma nel 2010 era ancora pari al 65,9%.

Nel 2016 il consumo medio unitario del cliente domestico è sceso a 1.787 kWh/anno (Tav. 2.31), dai 1.869 kWh registrati

nel 2015, confermando la tendenza di fondo alla riduzione (nel 2012 era pari a 2.014 kWh).

Considerando che gran parte (71,2%) dei clienti domestici residenti e serviti in maggior tutela ha un contratto con potenza fino a 3 kW, il consumo medio delle famiglie italiane è individuabile in 1.922 kWh/anno, un valore di 78 kWh inferiore a quello osservato nel 2015. Più elevato, pari a 3.703 kWh, e anch'esso in diminuzione, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno era pari a 3.917 kWh; in diminuzione è anche il consumo medio dei non residenti, che nel 2016 è sceso a 918 kWh dai 957 kWh dell'anno precedente. Si osserva, inoltre, che nell'ambito dei residenti con potenza fino a 3 kW, che come appena detto rappresentano la categoria più rilevante (71%) dei clienti domestici serviti in maggior tutela, la quasi totalità (91,5%) appartiene alle prime quattro classi di consumo: acquista cioè al massimo 3.500 kWh/anno.

TAV. 2.30

Servizio di maggior tutela per tipologia di cliente e condizione economica nel 2016

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Domestici residenti fino a 3 kW	26.840	50,9%	13.963	59,8%
Monoraria	399	0,8%	225	1,0%
Bioraria volontaria	509	1,0%	254	1,1%
Bioraria obbligatoria	25.933	49,2%	13.484	57,8%
Domestici residenti oltre 3 kW	4.018	7,6%	1.085	4,6%
Monoraria	185	0,4%	49	0,2%
Bioraria volontaria	143	0,3%	39	0,2%
Bioraria obbligatoria	3.690	7,0%	997	4,3%
Domestici non residenti	4.199	8,0%	4.572	19,6%
Monoraria	73	0,1%	93	0,4%
Bioraria volontaria	71	0,1%	75	0,3%
Bioraria obbligatoria	4.055	7,7%	4.404	18,9%
Illuminazione pubblica	368	0,7%	18	0,1%
Monoraria	361	0,7%	18	0,1%
Multioraria	7	0,0%	0	0,0%
Altri usi fino a 16,5 kW	9.094	17,3%	3.439	14,7%
Monoraria	206	0,4%	80	0,3%
Bioraria	15	0,0%	3	0,0%
Multioraria	8.873	16,8%	3.355	14,4%
Altri usi oltre 16,5 kW	8.174	15,5%	262	1,1%
Monoraria	116	0,2%	5	0,0%
Bioraria	14	0,0%	0	0,0%
Multioraria	8.044	15,3%	257	1,1%
TOTALE	52.693	100,0%	23.338	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto riguarda i residenti con potenza superiore a 3 kW, la stragrande maggioranza (83,7%) appartiene alle quattro classi di consumo medio-grandi (da 1.800 a 15.000 kWh/anno); occorre comunque considerare che queste classi rappresentano solo il 4,6% di tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo dei non residenti (perlopiù seconde case), prevalgono bassi consumi unitari: il 71% di tali clienti cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) e l'85,3% non supera i 1.800 kWh/anno.

La tavola 2.32 mostra la ripartizione regionale della clientela domestica servita in maggior tutela, sostanzialmente invariata rispetto allo scorso anno, seppure su quantitativi di consumo e di punti di prelievo inferiori. La Lombardia rappresenta la regione più importante: qui, infatti, è localizzato il 17% dei punti di prelievo che acquista un'analogia

quota dell'energia venduta. Seguono per numerosità di punti di prelievo (ma le quote sono simili anche per le vendite): il Lazio (intorno al 9%), la Sicilia (8,4%), il Veneto (8,2%), il Piemonte e la Puglia (entrambi intorno al 7%). Dieci regioni presentano una quota di punti di prelievo compresa tra l'1% e il 7%, mentre la numerosità dei punti di prelievo di Molise e Valle d'Aosta è inferiore all'1% del totale. Per quanto riguarda la ripartizione tra residenti e non residenti all'interno delle varie regioni, si osserva che Valle d'Aosta, Liguria, Abruzzo, Molise e Calabria sono le regioni con la quota maggiore di punti di prelievo non residenti (intorno al 33%, tranne la Valle d'Aosta in cui raggiunge il 57%). Al contrario, Lombardia, Veneto, Friuli Venezia Giulia e Campania sono le regioni in cui la quota di clienti non residenti è più bassa e compresa tra il 17% e il 20%.

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %	CONSUMO MEDIO
Domestici residenti fino a 3 kW	26.840	76,6%	13.963	71,2%	1.922
0-1.000 kWh	1.491	4,3%	2.840	14,5%	525
1.000-1.800 kWh	5.624	16,0%	3.991	20,3%	1.409
1.800-2.500 kWh	7.042	20,1%	3.316	16,9%	2.124
2.500-3.500 kWh	7.639	21,8%	2.629	13,4%	2.905
3.500-5.000 kWh	4.090	11,7%	1.023	5,2%	3.998
5.000-15.000 kWh	943	2,7%	163	0,8%	5.794
> 15.000 kWh	12	0,0%	0	0,0%	34.454
Domestici residenti oltre 3 kW	4.018	11,5%	1.085	5,5%	3.703
0-1.000 kWh	34	0,1%	65	0,3%	530
1.000-1.800 kWh	154	0,4%	106	0,5%	1.450
1.800-2.500 kWh	341	1,0%	158	0,8%	2.164
2.500-3.500 kWh	787	2,2%	264	1,3%	2.983
3.500-5.000 kWh	1.155	3,3%	279	1,4%	4.142
5.000-15.000 kWh	1.407	4,0%	208	1,1%	6.755
> 15.000 kWh	140	0,4%	6	0,0%	23.537
Domestici non residenti	4.199	12,0%	4.572	23,3%	918
0-1.000 kWh	1.039	3,0%	3.245	16,5%	320
1.000-1.800 kWh	880	2,5%	656	3,3%	1.341
1.800-2.500 kWh	598	1,7%	284	1,4%	2.105
2.500-3.500 kWh	582	1,7%	200	1,0%	2.918
3.500-5.000 kWh	455	1,3%	112	0,6%	4.073
5.000-15.000 kWh	500	1,4%	71	0,4%	7.097
> 15.000 kWh	145	0,4%	5	0,0%	26.465
TOTALE DOMESTICI	35.058	100%	19.619	100%	1.787

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.31

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2016

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumo medio in kWh

TAV. 2.32

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2016

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONI	RESIDENTI		NON RESIDENTI		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	1.954	1.061	228	333	2.182	1.394
Valle d'Aosta	63	33	24	43	87	76
Lombardia	5.054	2.556	542	540	5.596	3.096
Trentino Alto Adige	522	269	67	97	588	366
Veneto	2.776	1.236	286	290	3.062	1.526
Friuli Venezia Giulia	696	357	69	88	765	445
Liguria	763	460	142	239	905	699
Emilia Romagna	2.114	1.012	258	279	2.372	1.292
Toscana	1.861	905	311	294	2.173	1.198
Umbria	366	174	59	55	425	229
Marche	741	373	87	112	829	485
Lazio	2.769	1.417	436	392	3.204	1.809
Abruzzo	602	318	91	160	693	478
Molise	148	86	21	42	169	128
Campania	2.890	1.319	319	267	3.208	1.586
Puglia	2.168	1.050	332	351	2.499	1.401
Basilicata	262	149	31	51	292	201
Calabria	1.114	538	194	268	1.308	805
Sicilia	2.824	1.263	505	485	3.329	1.748
Sardegna	1.172	469	197	186	1.368	656
ITALIA	30.856	15.047	4.199	4.572	35.055	19.618

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come negli anni scorsi, i consumi medi restano relativamente poco differenziati sul territorio, in particolare quelli delle famiglie residenti (Fig. 2.16). Il consumo unitario dei residenti più elevato si registra in Sardegna, dove risulta superiore di 446 kWh alla media nazionale. Viceversa, la regione con il consumo unitario dei residenti più basso è la Liguria, dove si acquistano 393 kWh in meno della media nazionale. Altre regioni che mostrano valori sensibilmente differenti dalla media nazionale sono la Sicilia (+185 kWh) e il Veneto (+195 kWh) in positivo, mentre si discostano in negativo il Molise (-332 kWh), la Basilicata (-300 kWh) e il Piemonte (-210 kWh). Il confronto tra i consumi medi dei clienti con prezzo monorario e quelli dei clienti con prezzo biorario non mostra differenze particolarmente rilevanti, con l'eccezione della classe più piccola (Tav. 2.33), per la quale i clienti con condizione bioraria acquistano in media il 13% in più di quelli con tariffa monoraria, e di quella più grande, per la quale si registra la situazione opposta: i consumi unitari dei clienti a condizione bioraria risultano inferiori del 23% a quelli dei

clienti con trattamento monorario.

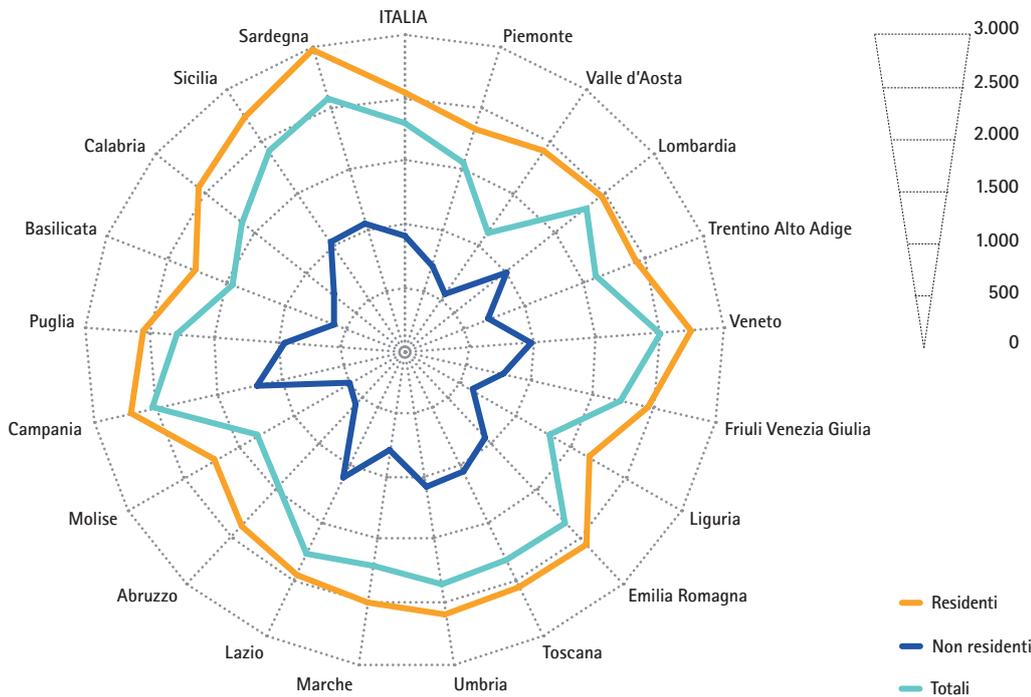
Per quanto riguarda i clienti non domestici nel servizio di maggior tutela, la tavola 2.33 propone la ripartizione dei volumi (17,2 TWh) e dei punti di prelievo (circa 3,7 milioni) serviti nel mercato della maggior tutela relativi agli altri usi dell'energia elettrica (esclusa l'illuminazione pubblica), suddivisi per classe di consumo.

Come nel 2015, circa un quinto (20,1%) dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (<5 MWh/anno), che costituiscono l'81% dell'intera platea di consumatori non domestici. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui che variano tra 5 MWh e 10 MWh, comprende l'8,7% dei punti di prelievo e assorbe il 13% dell'elettricità venduta. Pertanto l'89,7% dei clienti non domestici che acquistano energia elettrica per altri usi ha consumi annui che non superano i 10 MWh.

I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW rappresentano il 92,9% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e il 53% dei consumi. I punti di prelievo con

FIG. 2.16

Consumi medi regionali dei clienti domestici serviti in maggior tutela nel 2016
KWh/anno



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.33

Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per condizione economica e classi di consumo annuo nel 2016

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia; consumi medi in kWh

CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMI MEDI
Monoraria	657	367	1.789
0-1.000 kWh	50	136	371
1.000-1.800 kWh	114	82	1.389
1.800-2.500 kWh	123	58	2.127
2.500-3.500 kWh	141	48	2.946
3.500-5.000 kWh	114	28	4.136
5.000-15.000 kWh	99	15	6.704
> 15.000 kWh	14	0	32.333
Bioraria (obbligatoria o volontaria)	34.401	19.252	1.787
0-1.000 kWh	2.514	6.013	418
1.000-1.800 kWh	6.543	4.671	1.401
1.800-2.500 kWh	7.857	3.699	2.124
2.500-3.500 kWh	8.867	3.045	2.912
3.500-5.000 kWh	5.585	1.386	4.030
5.000-15.000 kWh	2.752	427	6.447
> 15.000 kWh	283	11	24.942
TOTALE	35.058	19.619	1.787

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

potenza superiore a 16,5 kW sono solo il 7,1% dei consumatori, ma assorbono il 47,3% delle vendite. Questi clienti sono ovviamente caratterizzati da consumi annui più elevati: quasi la metà dei relativi punti di prelievo ricade nelle classi con

consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

La distribuzione regionale dei clienti non domestici (altri usi), praticamente immutata rispetto al 2015, è illustrata nella tavola 2.35. Anche in questo caso la Lombardia risulta

TAV. 2.34

Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per classe di consumo e di potenza nel 2016

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	POTENZA FINO A 16,5 kW			POTENZA SUPERIORE A 16,5 kW			TOTALE	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
< 5 MWh	3.371	2.944	1.145	108	51	2.106	3.479	2.996
5-10 MWh	1.999	289	6.907	254	34	7.436	2.253	324
10-15 MWh	1.174	97	12.082	344	28	12.477	1.518	125
15-20 MWh	804	47	17.118	408	23	17.450	1.212	70
20-50 MWh	1.600	58	27.590	2.528	78	32.349	4.128	136
50-100 MWh	134	2	58.645	2.302	34	68.191	2.437	36
100-500 MWh	10	0	143.432	2.137	13	161.471	2.147	13
500-2.000 MWh	0	0	502.889	87	0	673.720	87	0
2.000-20.000 MWh	0	0	2.411.702	3	0	4.176.564	4	0
20.000-50.000 MWh	-	-	-	1	0	25.207.900	1	0
TOTALE	9.093	3.438	2.644	8.173	262	31.247	17.266	3.700

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

la regione più importante in termini sia di numero di punti di prelievo (12,6%) sia di volumi acquistati (15,8%) del totale nazionale. Molto rilevanti sono anche Lazio, Campania, Puglia e Sicilia, che contano ciascuno intorno al 9% del totale nazionale, in termini sia di punti di prelievo sia di energia

acquistata. Seguono, a breve distanza, Piemonte, Veneto, Emilia Romagna e Toscana, con quote intorno al 7% di punti di prelievo (le cinque regioni insieme raggiungono il 27,8% del totale nazionale) e di volumi acquisiti (complessivamente il 27,1% del totale).

TAV. 2.35

Clienti non domestici (altri usi) nel servizio di maggior tutela per tipologia e per regione nel 2016

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONI	FINO A 16,5 kW		OLTRE 16,5 kW		TOTALI	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	547	230	459	17	1.006	247
Valle d'Aosta	26	12	19	1	44	13
Lombardia	1.182	417	1.545	50	2.728	467
Trentino Alto Adige	169	60	157	6	326	66
Veneto	639	238	711	22	1.350	260
Friuli Venezia Giulia	134	54	127	4	261	58
Liguria	248	114	157	5	405	119
Emilia Romagna	597	249	603	20	1.200	269
Toscana	564	237	561	18	1.125	255
Umbria	102	44	93	3	195	47
Marche	197	92	212	7	409	99
Lazio	961	346	804	25	1.765	370
Abruzzo	175	68	148	5	322	73
Molise	45	18	29	1	75	19
Campania	1.074	328	643	17	1.717	344
Puglia	785	312	677	22	1.462	334
Basilicata	77	41	59	2	136	43
Calabria	357	136	264	8	621	144
Sicilia	899	330	669	20	1.568	350
Sardegna	316	114	235	8	551	122
ITALIA	9.093	3.438	8.173	262	17.266	3.700

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Anche per gli altri usi si osservano valori di consumo *pro capite* regionali non troppo distanti dalla media nazionale, nel 2016 scesa a 4.666 kWh dai 4.776 kWh del 2015. Fanno eccezione, per i valori elevati, la Lombardia e il Veneto, i cui consumi medi risultano maggiori del dato nazionale, rispettivamente, di 1.177 e 531 kWh. Al contrario, i valori più bassi si osservano in Valle d'Aosta, Liguria, Molise e Basilicata, dove il consumo medio è molto inferiore al valore nazionale (rispettivamente di 1.309, 1.277, 841 e 1.511 kWh), come si può osservare nella figura 2.17. Il consumo medio, tuttavia, risulta molto diverso a seconda della potenza: quello dei soggetti con potenza impegnata fino a 16,5 kW, infatti, è pari a 2.644 kWh, mentre quello dei soggetti con potenza superiore a 16,5 kW risulta pari a 31.247 kWh (Tav. 2.34), entrambi in diminuzione rispetto ai corrispondenti valori del 2015 (2.732 kWh e 32.754 kWh, rispettivamente). Nell'ambito di tali tipologie, la variabilità territoriale tende a rimanere quella descritta in termini generali.

Anche tra gli altri usi la condizione economica assolutamente prevalente è la multioraria: essa è, infatti, applicata al 97,6% dei punti di prelievo e al 97,4% dei volumi venduti. L'alternativa è la condizione monoraria, che riguarda il 2,3% dei punti di prelievo e il 2%

dell'energia. Ancora più marginali sono le quote della tariffa bioraria, con le quali viene fatturato lo 0,1% dei clienti ovvero lo 0,6% dell'energia acquistata.

Relativamente all'illuminazione pubblica servita in maggior tutela, nella tavola 2.36 è indicata la ripartizione dei volumi (368 GWh) e dei punti di prelievo (circa 18.000). Questa tipologia di utilizzo è l'unica, come si è detto nelle pagine precedenti, che nel corso del 2016 ha visto aumentare sia il numero di punti di prelievo (+15,4%) sia, in misura minore, i consumi (+1,5%). Per tale motivo il consumo medio unitario è diminuito del 12%, scendendo a 20.447 kWh/anno, contro i 23.241 kWh del 2015.

Poco più della metà dei punti di prelievo (53,5%) ricade nelle prime due classi di consumo, che insieme acquisiscono l'8,5% dei volumi venduti. Ma ben il 76,6% dell'energia venduta per l'illuminazione pubblica riguarda i punti di prelievo che si collocano nelle tre classi di consumo comprese tra 20 e 500 MWh, che insieme rappresentano il 30,4% di tutti i clienti dell'illuminazione pubblica.

Nella figura 2.18 si può osservare la ripartizione per regioni dell'energia acquistata, tramite il servizio di maggior tutela, per l'illuminazione pubblica nel 2015 e nel 2016. Nel grafico, le regioni sono

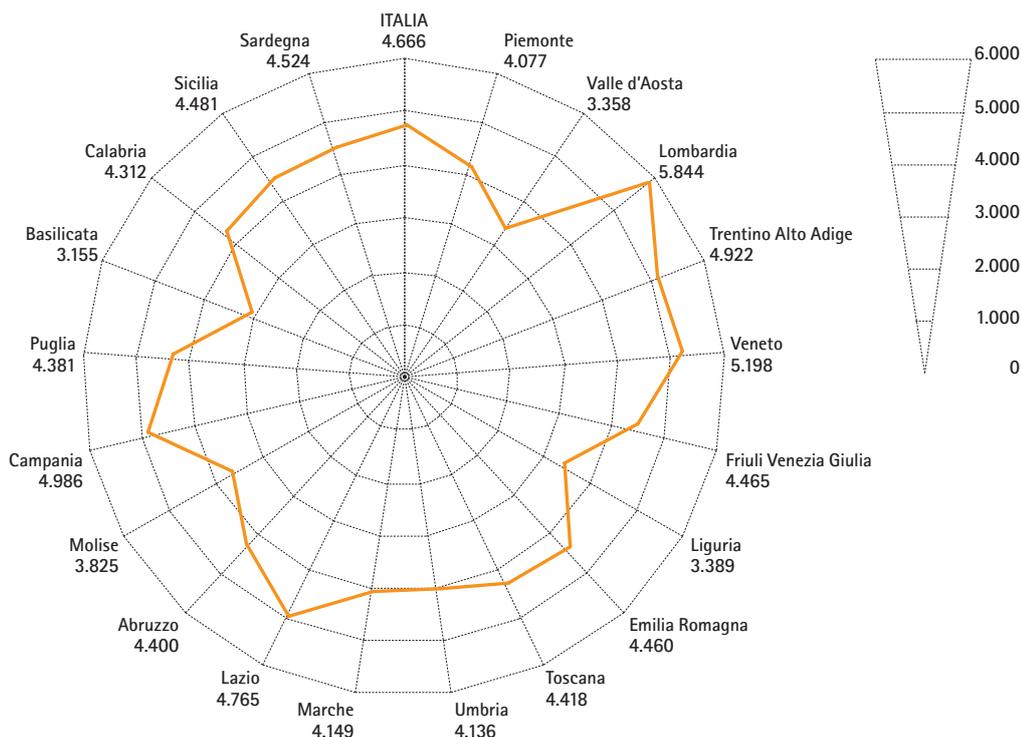


FIG. 2.17

Consumi medi regionali dei clienti non domestici (altri usi) serviti in maggior tutela nel 2016
kWh

presentate in ordine decrescente per ampiezza della superficie.

I volumi maggiori si osservano nella Campania (62 GWh), che ha sopravanzato la Lombardia (54 GWh), seguite dalla Puglia (41 GWh) e dalla Calabria (38 GWh). In queste quattro regioni i consumi appaiono più che proporzionali all'estensione territoriale e solo in Lombardia e Campania si accompagnano a una maggiore densità di popolazione. A livello nazionale si riscontra un piccolo aumento (+1,5%) rispetto all'anno precedente, ma tale risultato discende da comportamenti molto differenziati: da un lato, le regioni con diminuzioni considerevoli, comprese tra l'8% e il 48% (in ordine, Friuli Venezia Giulia, Piemonte, Trentino Alto Adige, Emilia Romagna, Molise, Marche, Valle d'Aosta); dall'altro le regioni con aumenti significativi, compresi tra l'11% e il 16% (in ordine, Campania, Veneto, Lazio, Sardegna).

I soggetti che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere il servizio di maggior tutela nel 2016 sono 131, quattro in meno rispetto al 2015. Hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 131 esercenti.

La concentrazione nel mercato della maggior tutela è lievemente cresciuta rispetto al 2015. La quota del principale esercente, Enel Servizio Elettrico, è infatti salita di sei decimi di punto percentuale, dall'85,7% del 2015 all'86,3%; seguono Acea Energia (4,7%, nel 2015 era il 5%), A2A Energia (3,2%, nel 2015 era il 3,4%) e Iren Mercato (1,1%, nel 2015 era l'1,2%). Come lo scorso anno, gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%. Gli operatori che non sono presenti nella tavola coprono insieme l'1,4% del servizio di maggior tutela, mentre l'anno prima rappresentavano l'1,5% (Tav. 2.37). Misurata con l'indice C3 (quota di mercato dei primi tre operatori),

TAV. 2.36

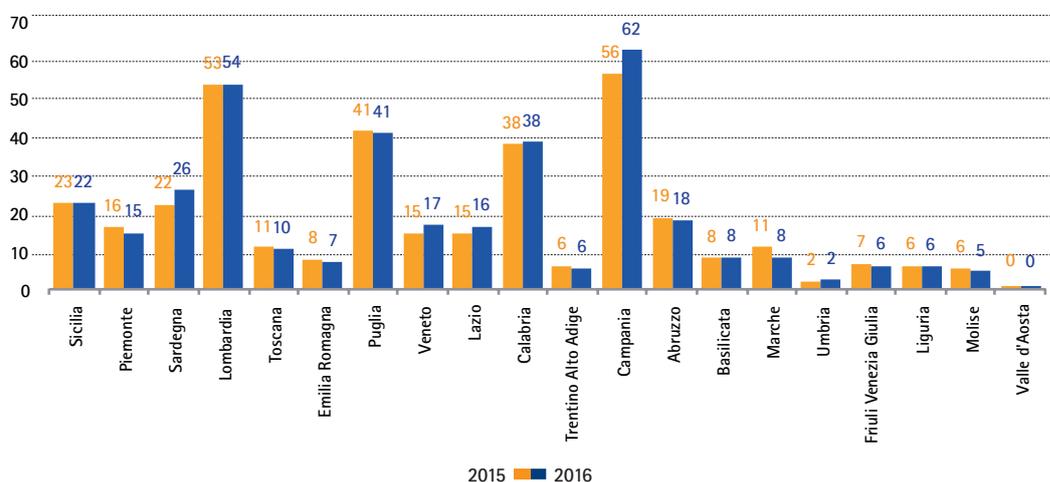
Illuminazione pubblica nel servizio di maggior tutela per classe di consumo nel 2016
Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTE %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTE %	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	12	3,3%	7	38,9%	1.753
5-10 MWh	19	5,2%	3	14,6%	7.226
10-15 MWh	21	5,7%	2	9,4%	12.290
15-20 MWh	21	5,6%	1	6,6%	17.304
20-50 MWh	113	30,7%	4	19,6%	32.064
50-100 MWh	100	27,2%	1	8,2%	68.280
100-500 MWh	69	18,7%	0	2,6%	146.305
500-2.000 MWh	12	3,1%	0	0,1%	763.561
2.000-20.000 MWh	1	0,4%	0	0,0%	4.751.733
20.000-50.000 MWh	0	0,1%	0	0,0%	24.443.600
TOTALE	368	1	18	1	20.447

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 2.18

Energia per l'illuminazione pubblica venduta nel mercato di maggior tutela per regione
GWh



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

la concentrazione passa dal 94,1% del 2015 al 94,2%, mentre l'indice HHI sale da 7.390 a 7.482 (si ricorda che il valore di 10.000 indica concentrazione massima, corrispondente alla presenza di un solo operatore).

Le operazioni societarie più rilevanti che sono avvenute nel corso del 2016 tra gli esercenti il servizio di maggior tutela sono le seguenti:

- l'1 gennaio 2016 l'Azienda Servizi Polverigi ha ceduto l'attività nel comune medesimo (in provincia di Ancona) a Prometeo;
- l'1 gennaio 2016 in provincia di Trento è stato istituito il nuovo comune di Sella Giudicarie, nato dalla fusione dei comuni di Roncone, Bondo, Breguzzo, Lardaro, per un totale di 2.918 abitanti;
- è proseguita la riorganizzazione del servizio nella provincia di Bolzano dove, con decorrenza 1 gennaio 2016, Enel Servizio Elettrico ha ceduto l'attività nei comuni di Stelvio, Prato allo Stelvio, Silandro e Sarentino, che è stata acquisita, rispettivamente, da Azienda Elettrica Stelvio Società Cooperativa, Azienda Energetica Prato Società Cooperativa, Comune di Silandro e Consorzio ERD;

- con decorrenza 29 marzo 2016 Trenta Energia ha cambiato ragione sociale in Dolomiti Energia;
- con decorrenza 5 maggio 2016 Azienda Energetica Trading ha assunto la denominazione sociale di Alperia Energy.

Dall'inizio del 2017, sono avvenute inoltre le seguenti operazioni:

- con decorrenza 1 gennaio 2017 Enel Servizio Elettrico ha cambiato ragione sociale in Servizio Elettrico Nazionale;
- con decorrenza 1 gennaio 2017 Alperia Energy ha acquisito l'attività nei comuni di Parcines, Lagundo e Naturno (BZ), dove era svolta in precedenza dal Comune di Parcines, e nel comune di Valle Aurina (BZ), dove era svolta in precedenza dall'impresa Innerbichler Franz.

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2016 sono stati venduti 193,7 TWh, lo 0,8% in meno del 2015, a 13,8 milioni di clienti, cresciuti dell'8,5% rispetto al 2015. Il mercato libero è in

RAGIONE SOCIALE	2016	QUOTA	POSIZIONE NEL 2015
Enel Servizio Elettrico	45.466	86,3%	1°
Acea Energia	2.502	4,7%	2°
A2A Energia	1.704	3,2%	3°
Iren Mercato	595	1,1%	4°
Dolomiti Energia	362	0,7%	5°
Hera Comm	270	0,5%	6°
Acegas-Aps Service	208	0,4%	8°
Alperia Energy	188	0,4%	7°
Agsm Energia	128	0,2%	9°
Cva Trading	126	0,2%	10°
AIM Energy	104	0,2%	11°
Amet	86	0,2%	12°
Prometeo	54	0,1%	16°
Asm Vendita e Servizi	53	0,1%	13°
Linea Più	49	0,1%	29°
Altri esercenti	793	1,5%	-
TOTALE	52.688	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.37

Primi quindici esercenti il servizio di maggior tutela nel 2016

Volumi in GWh

costante espansione per il numero dei clienti, ma non per l'energia venduta: a parte quella del 2015, infatti, non si registrano variazioni nettamente positive dal 2011.

Indipendentemente dalle quantità vendute, si registra da anni una costante crescita nel numero di imprese attive e il 2016 non ha fatto eccezione. In base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, il numero di venditori attivi è salito di 32 unità (+8,6%), sebbene il ritmo di crescita negli ultimi quattro anni sia andato attenuandosi. Il continuo incremento dei venditori in un mercato che complessivamente non cresce o, talvolta, si riduce, fa sì che il volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato continui invariabilmente a diminuire. Nel 2016 è sceso a 482 GWh, il valore storicamente più basso rilevato sinora, equivalente al 36% di quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato.

Rispetto al 2015, il numero di venditori con vendite comprese tra 5 e 10 TWh è diminuito di un'unità e altre quattro sono uscite dalla classe successiva, quella dei soggetti con vendite comprese tra 1 e 5 TWh, ciò in gran parte per lo scivolamento nelle classi inferiori. Da segnalare, al contrario, l'ingresso nella

classe 1-5 TWh di Erg Power Generation che nel 2015 era nella classe inferiore.

Come sempre, l'incremento numericamente più significativo delle imprese di vendita è avvenuto nella classe di operatori più piccola (quelli con vendite inferiori a 0,1 TWh), dove il numero di venditori è salito di 30 unità, passando dai 271 del 2015 a 301. Anche nella penultima classe si registrano sette venditori in più rispetto al 2015.

La porzione di mercato soddisfatta da queste ultime due classi nel 2016 è pari al 15,7%, mentre nel 2015 era pari al 13,5%. Nel 2016, quindi, i venditori di più piccole dimensioni hanno eroso quote di mercato a svantaggio dei venditori di dimensione più ampia. In effetti, le prime tre classi di operatori (ovvero le prime 31 imprese, corrispondenti al 7,7% dei venditori attivi) hanno coperto l'84,3% delle vendite complessive del 2016; le stesse cifre, calcolate nel 2015, erano, rispettivamente, pari a 9,7% e a 86,5%.

Guardando l'andamento nel tempo della quota di mercato servita dai venditori più piccoli (con vendite fino a 1 TWh), non sembra però emergere un trend costante che mostri chiaramente come

TAV. 2.38

Attività dei venditori nel periodo 2010-2016 per classe di vendita

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Numero di esercenti in maggior tutela	149	137	136	136	136	135	131
Numero di venditori attivi	193	196	230	275	320	370	402
Oltre 10 TWh	4	3	2	3	2	3	3
5-10 TWh	4	9	8	7	7	7	6
1-5 TWh	20	19	23	23	23	26	22
0,1-1 TWh	65	63	56	60	66	63	70
Fino a 0,1 TWh	100	102	141	182	222	271	301
Volume venduto (TWh) ^(A)	182,8	196,1	189,5	189,7	186,6	195,3	193,7
Oltre 10 TWh	77,9	70,9	55,4	62,6	53,4	62,4	62,9
5-10 TWh	31,5	63,0	59,5	45,0	48,4	45,8	39,0
1-5 TWh	44,5	34,4	50,0	56,7	58,7	60,7	61,4
0,1-1 TWh	26,9	25,7	21,8	22,2	22,7	22,4	25,8
fino a 0,1 TWh	2,0	2,0	2,8	3,1	3,3	3,9	4,6
Volume medio unitario (GWh)	947	1.000	824	690	583	528	482
Oltre 10 TWh	19.474	23.643	27.694	20.853	26.700	20.798	20.955
5-10 TWh	7.878	7.002	7.439	6.434	6.918	6.538	6.508
1-5 TWh	2.227	1.811	2.174	2.467	2.553	2.336	2.792
0,1-1 TWh	414	408	389	371	344	356	368
fino a 0,1 TWh	20	20	20	17	15	15	15

(A) I volumi relativi alle vendite sul mercato libero coprono solo una parte dei volumi rilevati da Terna.
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

essi siano in grado di sottrarre quote di mercato ai più grandi, perché il suo valore oscilla nel tempo e non è nemmeno correlato con la performance complessiva dello stesso mercato libero.

Il dettaglio dei clienti nel mercato libero per tipologia di cliente e per tensione (Tav. 2.39) mostra un aumento di oltre un milione di punti serviti. A tale risultato hanno contribuito in larga parte i clienti domestici e gli altri usi in bassa tensione, anche se un discreto aumento si è avuto pure nei punti di prelievo in alta e altissima tensione (+6,6%). Le famiglie servite nel mercato libero sono aumentate di 869.000 unità, ovvero del 9,2% rispetto al 2015; 221.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità per altri usi in bassa tensione.

I clienti in media tensione sono, invece, diminuiti dell'1,5% e tra questi una sostanziale riduzione ha interessato i punti di illuminazione pubblica.

Al contrario di quanto è accaduto al numero dei clienti, nel 2016 i volumi venduti nel mercato libero hanno subito complessivamente una contrazione dello 0,8%. Anche in questo caso il risultato complessivo è dovuto ad andamenti contrastanti tra le varie tipologie di clienti: sono cresciuti gli acquisti di elettricità in bassa tensione, mentre è diminuita l'energia venduta in media e in alta tensione. In particolare, un aumento del 4% ha interessato le famiglie e una crescita dell'1,1% si è avuta negli altri usi in bassa tensione. Viceversa una drastica diminuzione è emersa per l'illuminazione pubblica che complessivamente ha acquistato nel mercato libero 295 GWh in meno del 2015 (-5,9%), mentre ne ha acquisita di più nel servizio di salvaguardia (si veda il prossimo paragrafo).

Da un punto di vista relativo, si osserva che il 39,2% dei volumi è stato acquisito dai consumatori connessi in bassa tensione (era il 38,3% nel 2015), il 46,8% dalla media tensione (era il 47,7% nel 2015) e il 14% dall'alta e dall'altissima tensione (stesso valore del 2015). Conseguentemente, quindi, la quota degli "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), che nel 2015 era dell'86,6% sull'intero mercato libero, è scesa all'86,2% in termini di energia e al 24,2% in termini di punti di prelievo (era al 24,6% nel 2015).

Come sempre, tra i clienti domestici, la classe più rilevante in termini di punti di prelievo è quella con consumi compresi tra 1.000 e 1.800 kWh, che raccoglie il 24,6% dei clienti. Tuttavia, anche le classi successive possiedono un peso simile. Se si guarda ai volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 27,4% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'86,6% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno (Tav. 2.40). In ogni classe, con l'eccezione della prima, i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela (Tav. 2.31). Più precisamente, le famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero tendono a consumare l'1% in più di quelle che acquistano l'elettricità nel servizio di maggior tutela, e tale percentuale è praticamente la stessa in tutte le classi di consumo, tranne che nella prima; per i clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno, infatti, il consumo

TAV. 2.39

Mercato libero per tipologia di cliente e tensione

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2015	2016	VARIAZIONE	2015	2016	VARIAZIONE
Bassa tensione	74.765	75.930	1,6%	12.653	13.743	8,6%
Domestico	21.208	22.055	4,0%	9.401	10.269	9,2%
Illuminazione pubblica	4.633	4.395	-5,1%	218	218	-0,1%
Altri usi	48.924	49.480	1,1%	3.034	3.255	7,3%
Media tensione	93.156	90.668	-2,7%	99	98	-1,5%
Illuminazione pubblica	384	327	-14,8%	0,99	0,91	-8,1%
Altri usi	92.772	90.340	-2,6%	98	97	-1,4%
Alta e altissima tensione	27.337	27.127	-0,8%	0,97	1,04	6,6%
Altri usi	27.337	27.127	-0,8%	0,97	1,04	6,6%
TOTALE	195.259	193.725	-0,8%	12.754	13.842	8,5%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.40

Mercato libero domestico nel 2016 per classe di consumo

Volumi in GWh, punti di prelievo in migliaia

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %	CONSUMO MEDIO
< 1.000 kWh	1.030	4,7%	2.082	20,3%	495
1.000-1.800 kWh	3.569	16,2%	2.523	24,6%	1.415
1.800-2.500 kWh	4.762	21,6%	2.226	21,7%	2.139
2.500-3.500 kWh	6.049	27,4%	2.061	20,1%	2.935
3.500-5.000 kWh	4.153	18,8%	1.021	9,9%	4.066
5.000-15.000 kWh	2.262	10,3%	346	3,4%	6.528
> 15.000 kWh	230	1,0%	9	0,1%	24.702
TOTALE DOMESTICI	22.055	100,0%	10.269	100,0%	2.148
Di cui con contratto <i>dual fuel</i>					
< 1.000 kWh	138	4,0%	307	19,0%	451
1.000-1.800 kWh	587	17,2%	417	25,8%	1.408
1.800-2.500 kWh	777	22,8%	365	22,6%	2.128
2.500-3.500 kWh	949	27,8%	325	20,1%	2.918
3.500-5.000 kWh	609	17,8%	151	9,3%	4.036
5.000-15.000 kWh	318	9,3%	49	3,0%	6.532
> 15.000 kWh	36	1,1%	1	0,1%	25.733
TOTALE CON CONTRATTO DUAL FUEL	3.414	100,0%	1.615	100,0%	2.114

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

medio nel libero (495 kWh) è quasi il 20% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, pari a 417 kWh.

Nel 2016 il 15,7% dei clienti domestici, circa 1,6 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. Il numero di clienti domestici con questo tipo di contratto²⁶ è cresciuto, in quanto lo scorso anno erano 1,5 milioni, ma la loro quota è leggermente diminuita rispetto a quella registrata nel 2015 (che era il 16,2%). Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 3,4 TWh, il 15,5% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. La porzione di clienti domestici che acquista i contratti *dual fuel*, è rimasta nel tempo tendenzialmente costante intorno al 15-16%. Anche in questo caso emergono consumi medi molto simili a quelli generali.

In contrasto con quanto accade nel servizio di maggior tutela, dove la tariffa bioraria è largamente prevalente in quanto obbligatoria da una certa data in poi, la disaggregazione dei clienti per tariffa applicata nel mercato libero (Tav. 2.41) mostra una sostanziale preferenza per la modalità contrattuale monoraria, che è stata scelta dal 61,5% dell'intera clientela (che rappresenta il 61,2% dei volumi) ed è in crescita rispetto al 2015 (era al 59,1%). Il 31,8% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 6,7% quella multioraria. La semplicità di

calcolo e di controllo in bolletta della tariffa monoraria è probabilmente l'elemento che la rende preferibile agli occhi dei clienti.

Per quanto riguarda i clienti non domestici, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo che vanno da 100 a 20.000 MWh/anno, che insieme comprendono il 60% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 55,7% dei clienti, tuttavia, appartiene alla prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno (Tav. 2.42).

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno una grande diffusione: i punti di prelievo che hanno preferito una fornitura di questo tipo sono circa 80.000 sui quasi 3,6 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari a circa 4,7 TWh sui 171,7 complessivi (Tav. 2.43).

A dieci anni dalla completa apertura dei mercati energetici, quest'anno per la prima volta l'Indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che le imprese mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero.

Come sempre accade quando si sottopongono nuovi quesiti,

²⁶ Si considerano *dual fuel* i clienti che ricevono una stessa fattura per la fornitura di energia elettrica e di gas; dal conteggio sono, quindi, esclusi i clienti che, pur avendo un contratto con il medesimo fornitore sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale, ricevono fatture distinte per i due servizi.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA %
Monoraria	13.505	61,2%	6.318	61,5%
Bioraria	7.057	32,0%	3.268	31,8%
Multioraria	1.494	6,8%	683	6,7%
TOTALE DOMESTICI	22.055	100,0%	10.269	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

CLASSE DI CONSUMO	LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI	QUOTA %	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO MEDIO
< 5 MWh	BT	3.259	1,9%	2.062	1.581
5-10 MWh	BT	3.132	1,8%	440	7.111
10-15 MWh	BT	2.672	1,6%	217	12.297
15-20 MWh	BT	2.511	1,5%	145	17.357
< 10 MWh	MT	38	0,0%	8	4.598
10-20 MWh	MT	82	0,0%	6	14.430
< 20 MWh	AT e AAT	0,3	0,0%	0,0	5.198
20-50 MWh	Tutti	12.010	7,0%	382	31.446
50-100 MWh	Tutti	10.077	5,9%	146	68.844
100-500 MWh	Tutti	26.281	15,3%	125	209.965
500-2.000 MWh	Tutti	28.261	16,5%	30	929.203
2.000-20.000 MWh	Tutti	48.537	28,3%	10	4.958.372
20.000-50.000 MWh	Tutti	11.819	6,9%	0,40	29.386.774
50.000-70.000 MWh	Tutti	3.515	2,0%	0,06	58.440.466
70.000-150.000 MWh	Tutti	5.783	3,4%	0,06	92.532.988
> 150.000 MWh	MT, AT e AAT	13.691	8,0%	0,04	342.242.155
TOTALE NON DOMESTICI		171.670	100,0%	3.572	48.055

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	DI CUI DUAL FUEL	PUNTI DI PRELIEVO	DI CUI DUAL FUEL
BT	53.875	1.341	3.473	78
MT	90.668	2.006	98	2
AT e AAT	27.127	1.374	1	0,03
TOTALE NON DOMESTICI	171.670	4.721	3.572	80

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

specialmente se questi richiedono di riassumere una realtà assai complessa e variegata com'è quella delle offerte commerciali, forzandole in classificazioni che possono non essere completamente esaustive della realtà, le nuove domande hanno generato non poche richieste di chiarimenti e necessità di interpretazioni. Per questo i risultati che vengono presentati in queste pagine devono essere accolti con la necessaria cautela, anche perché si tratta di

una prima ricognizione finalizzata a successivi affinamenti anche a partire dai riscontri ottenuti.

Inoltre, poiché le imprese di vendita hanno manifestato notevoli difficoltà nel rispondere ai nuovi quesiti relativamente alla clientela non domestica, la cui fornitura tradizionalmente presenta necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella domestica, per quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra

TAV. 2.41

Mercato libero domestico nel 2016 per condizione contrattuale applicata

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.42

Mercato libero non domestico nel 2016 per classe di consumo

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TAV. 2.43

Mercato libero non domestico nel 2016 per livello di tensione

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

praticamente solo su quest'ultima²⁷ che offre, comunque, alcuni primi spunti interessanti.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 9 per la clientela domestica e a 26 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate (multisito, profili di consumo orari più variegati ecc.) rispetto a quelle di un cliente domestico.

La figura 2.19 mostra, tuttavia, che il 35% dei venditori offre una sola modalità contrattuale, un quarto di essi ne mette a disposizione fino a tre e il restante 40% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su.

Delle nove offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, cinque sono acquistabili solo on line, cioè soltanto tramite internet che costituisce ormai un importantissimo canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire la propria offerta con tutti i dettagli necessari risparmiando sui costi di gestione. Nel 35% dei casi il numero di offerte on line è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, nel restante 65% dei casi il numero di offerte on line è risultato inferiore alle offerte totali. Le offerte on line non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 13,5% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità.

Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che l'85% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo

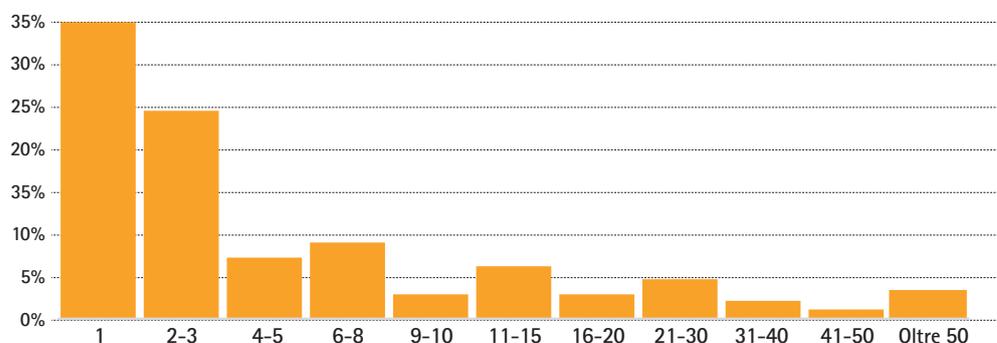
bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre solo il 15% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 36% dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso sulla componente energia (PE) stabilita dall'Autorità per il servizio di maggior tutela; il 30% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 30% dei clienti ne ha scelto uno indicizzato all'andamento del PUN. Solo il 4% dei clienti ha scelto un contratto che preveda una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti, tra i clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emerge una netta preferenza sia per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (il 42% dei clienti ha sottoscritto un contratto che la prevede) sia per la partecipazione, attraverso il contratto di energia elettrica, a un programma punti che può essere tanto dell'operatore di vendita quanto di altri soggetti (per esempio, quelli spendibili in una catena di supermercati): il 36% dei clienti ha scelto un contratto che offre tale servizio aggiuntivo (Tab. 2.44). Viceversa, nei clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile risulta un maggior interesse per l'ottenimento di un abbuono/sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro (41%) e, anche in questo caso, per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (36%).

FIG. 2.19

Distribuzione del numero di offerte rese disponibili alla clientela domestica dai venditori



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

²⁷ L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili perché l'apposita domanda nel questionario per i venditori ha ottenuto un buon tasso di risposta.

SERVIZI AGGIUNTIVI	CONTRATTI A PREZZO	
	FISSO	VARIABILE
Abbuono (sconto) di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro	15%	41%
Garanzia di energia proveniente da fonte rinnovabile (offerta verde totale)	42%	36%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	36%	3%
Servizi energetici accessori (per esempio, strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione ecc.)	3%	13%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (per esempio, sconti benzina, abbonamenti a riviste ecc.)	2%	2%
Altro non compreso tra le voci riportate sopra (specificare)	2%	4%
TOTALE	100%	100%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del GSE.

I livelli regionali di concentrazione nella vendita di energia elettrica sul mercato libero sono esposti nella tavola 2.45. Gli indici di concentrazione utilizzati a livello territoriale si riferiscono alla quota

di mercato dei primi tre operatori (calcolata per i singoli esercenti e non per i gruppi societari) e alla percentuale dei punti di prelievo da questi servizi.

REGIONE	NUMERO DI OPERATORI		C3 SUL MERCATO TOTALE		% PUNTI DI PRELIEVO	
	2015	2016	2015	2016	2015	2016
Piemonte	202	228	29,7	34,1	47,8	63,0
Valle d'Aosta	86	94	89,7	89,4	66,1	74,1
Lombardia	246	274	29,5	29,4	65,3	63,4
Trentino Alto Adige	152	169	77,8	76,5	71,1	80,4
Veneto	200	218	30,6	32,9	59,4	50,2
Friuli Venezia Giulia	148	165	39,4	39,6	46,4	46,3
Liguria	174	200	38,8	42,8	65,7	66,5
Emilia Romagna	192	223	38,7	40,4	68,4	67,7
Toscana	195	219	39,5	35,6	64,4	64,3
Marche	139	165	58,5	56,9	54,7	61,6
Umbria	156	182	34,9	35,8	66,8	67,3
Lazio	199	233	46,4	44,6	57,8	58,3
Abruzzo	159	183	39,4	39,5	72,7	75,2
Molise	123	147	50,4	54,7	60,9	66,3
Campania	186	215	46,1	49,5	67,3	82,4
Puglia	188	224	50,2	49,0	70,9	67,9
Basilicata	130	157	51,8	53,4	82,9	82,1
Calabria	150	184	62,0	59,4	82,1	81,3
Sicilia	157	192	47,6	50,6	76,3	78,9
Sardegna	154	176	59,4	63,3	65,9	68,6

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.44

Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di elettricità con servizi aggiuntivi

TAV. 2.45

Livelli di concentrazione regionali nella vendita di energia elettrica sul mercato libero

Quota di mercato dei primi tre operatori; percentuale dei punti di prelievo da questi servizi

Come in passato, anche nel 2016 le regioni settentrionali, fatta eccezione per la Valle d'Aosta e il Trentino Alto Adige, presentano indici di concentrazione mediamente più contenuti rispetto a quelli meridionali. In particolare, Lombardia, Veneto e Piemonte risultano, nell'ordine, le regioni con l'assetto più concorrenziale in termini di volumi, essendo la quota corrispondente dei primi tre operatori intorno al 30% delle vendite complessive regionali. Il Veneto, inoltre, è la regione, tra loro, in cui i primi tre operatori risultano servire la più bassa quota di clienti. Viceversa, Sardegna, Calabria e Marche sono le regioni che – dopo la Valle d'Aosta e il Trentino – evidenziano i livelli di concentrazione più elevati in termini di quota di volumi, ma anche di clienti serviti.

Da notare anche il Friuli Venezia Giulia, dove la concentrazione in termini di volumi non è tra le più basse osservate (39,6%), ma è quella in assoluto più bassa in termini di quota dei clienti serviti dai primi tre operatori, pari al 46,3%. All'opposto emerge la Campania, dove la concentrazione sui volumi, pari al 49,5%, non è tra le più elevate, mentre quella sulla porzione di clienti serviti, pari all'82,1%, è invece la più alta tra tutte le venti regioni.

Con alcune eccezioni, si può dire comunque che i livelli di concentrazione si stanno abbassando nel tempo, anche perché il numero di

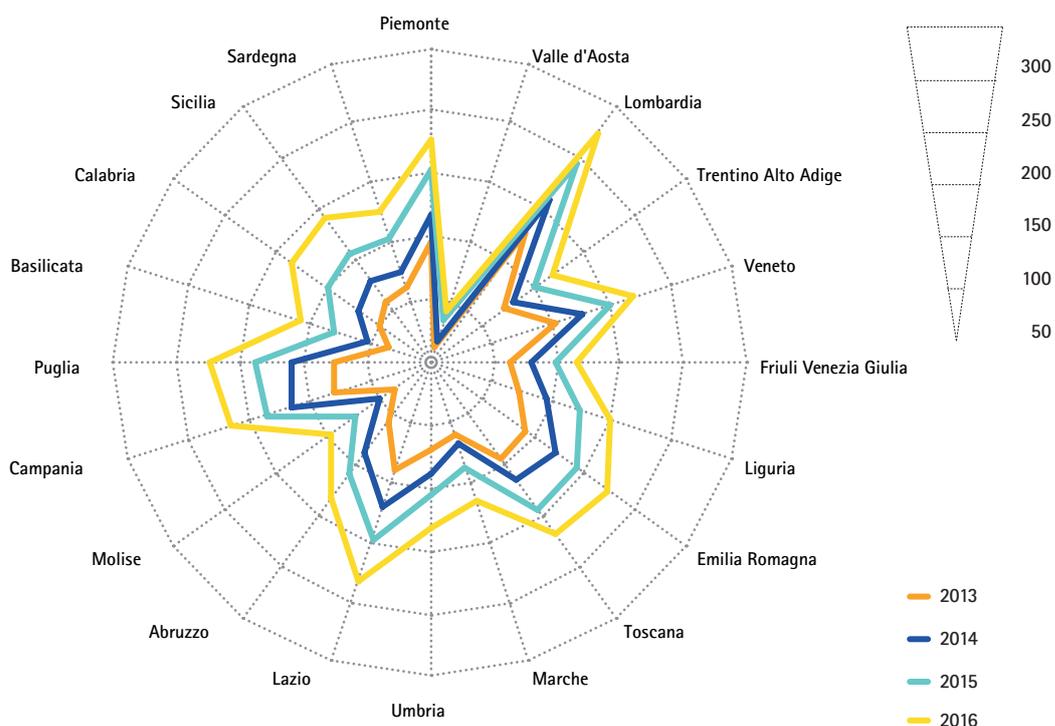
operatori cresce costantemente in tutte le regioni, come si può ben vedere nella figura 2.20.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite nel mercato libero è esposta nella tavola 2.46. Il gruppo Enel mantiene la prima posizione con una quota del 21,1%, in aumento rispetto al 17,9% del 2015. Nel mercato libero, tuttavia, la predominanza di Enel è assai meno rilevante rispetto a quella che il gruppo possiede nel servizio di maggior tutela (Tav. 2.37), dove la distanza rispetto a Edison è dell'80%, mentre qui è di 15 punti percentuali. Però tale distanza si va ampliando: nel 2016 è cresciuta, come già aveva fatto l'anno prima, basti pensare che nel 2014 era pari a sette punti. Questo a causa del fatto che le vendite di Enel sono di anno in anno in aumento, ma anche perché le vendite di Edison, al contrario, diminuiscono. Nel 2016, in particolare, il gruppo ha perso mercato soprattutto tra la clientela non domestica (si veda il paragrafo sul mercato finale della vendita).

Stabilmente al terzo posto si trova Eni, che copre il 5,5% del mercato, mentre in quarta posizione è salito il gruppo Axpo che ha superato il gruppo Gala. Nel 2016 le vendite di quest'ultimo si sono ridotte soprattutto nella clientela non domestica in bassa tensione. Numerosi altri avvicendamenti si osservano nelle posizioni

FIG. 2.20

Numero di venditori del mercato libero per regione dal 2013



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

successive, perché i volumi di vendita tendono a divenire più omogenei tra loro.

Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero è basso: la quota dei primi tre gruppi è stabile intorno al 33% da diversi anni; quella dei primi dieci è scesa dal 55,8% al 55,4%. Nel 2016 l'indice HHI è salito da 560 a 640 (a causa dell'ampliarsi della distanza tra il primo e il secondo gruppo), sebbene rimanga largamente lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.

Il 41,5% dei 402 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale vende energia in un numero di regioni compreso tra uno e cinque; 64 imprese, pari al 15,9%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 171 società hanno operato in un numero di regioni compreso tra sei e 19.

Come di consueto, nel 2016 e nel primo trimestre del 2017 vi sono state numerose variazioni societarie che hanno coinvolto gli operatori della vendita elettrica del mercato libero e che sono state indicate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità. Per comodità di esposizione, si possono raggruppare in incorporazioni, cessioni/

acquisizioni di attività, avvio di attività, variazioni di gruppo societario e altre modifiche (della natura giuridica o della ragione sociale).

Per le incorporazioni sono da ricordare:

- Chiara Gaservizi è stata incorporata in Simecom con decorrenza 1 gennaio 2016;
- Acea Energia ha incorporato Voghera Energia Vendita in liquidazione dall'1 maggio 2016;
- da inizio giugno 2016 Acam Clienti ha ceduto parte dei clienti a Eni e a partire dall'1 dicembre 2016 è stata incorporata da Eni stessa;
- Alperia Energy ha incorporato Seltrade con decorrenza 1 luglio 2016;
- GdF Suez Energia Italia ha incorporato GdF Suez Energie e ha contestualmente assunto la ragione sociale di Engie Italia, l'1 settembre 2016;
- Duferco Energia ha incorporato DGas & Power in data 13 settembre 2016; le due imprese facevano già parte dello stesso gruppo societario; analogamente Unogas Energia ha

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA %	POSIZIONE NEL 2015
Enel	40.831	21,1%	1°
Edison	11.793	6,1%	2°
Eni	10.686	5,5%	3°
Axpo Group	7.772	4,0%	5°
Gala	6.655	3,4%	4°
Hera	6.557	3,4%	6°
E.On	6.222	3,2%	8°
Metaenergia	6.197	3,2%	10°
Sorgenia	5.962	3,1%	7°
A2A	4.662	2,4%	13°
Acea	4.459	2,3%	9°
Iren	4.380	2,3%	19°
C.V.A.	4.315	2,2%	11°
Energetic Source	4.176	2,2%	12°
Duferco	4.074	2,1%	17°
Dolomiti Energia	3.739	1,9%	16°
Repower	3.593	1,9%	15°
SC Holding	3.222	1,7%	14°
Egea	3.072	1,6%	20°
Alperia	3.038	1,6%	-
Altri operatori	48.321	24,9%	-
TOTALE VENDITORI AL MERCATO LIBERO	193.725	100%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.46

Primi venti gruppi di vendita al mercato libero nel 2016
Volumi in GWh; quota percentuale

incorporato aziende che già facevano parte del proprio gruppo societario: Geo Energy, Geo e Plurienergia con decorrenza 23 settembre 2016;

- Ternienergia ha incorporato Terni Energia Gas & Power con decorrenza 27 settembre 2016, avviando così l'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica;
- dall'1 gennaio 2017 A2A Energia ha incorporato Aspem Energia e Youtrade ha incorporato BeNRG;
- dall'1 febbraio 2016 Energetic Source ha variato la propria ragione sociale in EVIVA ed è entrata a far parte di questo stesso gruppo in quanto l'impresa Avelar Energy Ltd ha ceduto il 65,36% delle quote a ES Solutions (impresa lussemburghese); analogamente, anche Energetic Source Luce & Gas, in quanto partecipata al 100% da Energetic Source, è entrata a far parte del gruppo EVIVA. Poi, dall'1 aprile 2017, Energetic Source Luce & Gas è stata incorporata in EVIVA.

Tra le cessioni e/o acquisizioni relative all'attività di vendita a clienti liberi dell'energia elettrica sono da annoverare:

- da gennaio 2016 Lifegate Energy ha acquisito l'attività della capogruppo Lifegate;
- da marzo 2016 Gran Sasso Energie ha ceduto le attività di vendita a clienti finali a Gran Sasso, mentre Energy Time Retail ha ceduto l'attività a Energy Only;
- da aprile 2016 Multiutility ha ceduto parzialmente l'attività a Dolomiti Energia;
- da agosto 2016 Julia Servizi Più ha ceduto l'attività a Hera Comm;
- da settembre 2016 Azienda Energia e Gas Soc. Coop ha ceduto una parte dei clienti a Nova AEG;
- da ottobre 2016 Agorà ha acquisito l'attività da Master Trading e da novembre ha cambiato la ragione sociale in Argos;
- dal 27 dicembre 2016 Alea Sicilia ha ceduto l'attività ad Alea Heat & Power;
- da gennaio 2017, infine, Fintel Energia Group ha ceduto l'attività a Fintel Gas e Luce e Azienda Elettrica Ticinese ha ceduto l'attività ad AGSM Energia.

Infine, nel corso del 2016 e nei primi mesi del 2017:

- 35 imprese, perlopiù provenienti dal settore del gas naturale, ma anche consorzi, sistemi efficienti di utenza e società di altro tipo,

hanno avviato l'attività di vendita nel mercato libero. Tra queste: Wekiwi, Chiurlo, Veos, Azzalini Mario C., Be Power, SI Energy, Consorzio Energetico Val Venosta, Piùenergie, Spigas, Blu Ranton, Metansudgas, Sidigas.Com, Iberdrola Clienti Italia e Shell Energy Italia, solo per citarne alcune;

- 11 imprese hanno cessato l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti liberi. Si tratta di: Cesap Vendita Gas, Free Trade, Eas in liquidazione (già Energia Ambiente e Servizi), Smallenergy, Amet Energia in liquidazione, A.G.S. Adriatica Global Service in liquidazione, Elgasud, Agripetroli, Tersicore, Emmecidue, Cogenpower Gas & Power);
- una società si è estinta (E.A.R. Challenge);
- sette imprese hanno cambiato gruppo societario. In particolare, Simp Gas, EcolinkEnergia ed Energy Only sono entrate a far parte del gruppo Tradeinv Gas & Energy, dopo che questa società ne ha acquisito parte del capitale sociale (rispettivamente il 51% per le prime due e il 100% per l'ultima). Contestualmente all'ingresso nel gruppo, EcolinkEnergia ha assunto la nuova denominazione di Erogia Energia. Inoltre, Coop Gas è entrata nel gruppo ESTRA (prima era gruppo CPL Concordia); CMV Energia ha assunto la ragione sociale C.M.V. Energia & Impianti ed è uscita dal gruppo CMV in quanto il Comune di Cento (BO) ha acquisito l'88,1% del capitale sociale; Compagnia Energetica Italiana è uscita dal gruppo ENOI che ha ceduto a Compago l'81% del capitale della società che possedeva interamente. Infine, Energrid non fa più parte del gruppo C.I.E.;
- 17 imprese hanno cambiato ragione sociale (tra loro Trenta è divenuta Dolomiti Energia, Azienda Energetica Trading è cambiata in Alperia Energy, Sebina Unipersonale è il nuovo nome di Edelweiss Servizi Energetici). Due di tali imprese hanno avviato l'attività contestualmente al cambio di ragione sociale: si tratta di Swiss Gas & Light (che a marzo 2016 ha assunto il nome di Lirenas Gas & Luce e che, nel successivo giugno, ha nuovamente cambiato la ragione sociale in Italiana Gas & Luce) e di Power Service, divenuta PLT Puregreen cambiando contestualmente la natura giuridica.

Servizio di salvaguardia

Il servizio di salvaguardia accoglie i clienti non domestici che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela. Questi stessi clienti, inoltre, vengono

ammessi al servizio di salvaguardia quando perdurano in una condizione di morosità.

Dal 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta²⁸, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi.

Nell'autunno dello scorso anno, l'Autorità ha rivisto le regole delle aste, introducendo alcune novità sul *rating* creditizio, sulle garanzie che i venditori devono prestare a Terna e sul ruolo del Sistema informativo integrato (SII), che deve mettere a disposizione dei venditori interessati a partecipare alle aste le informazioni sui clienti gestiti nel servizio. A valle del processo di revisione dello schema di Regolamento sulle procedure concorsuali, predisposto dall'Acquirente unico, il servizio di salvaguardia per il biennio 2017-2018 è stato aggiudicato alla fine di novembre 2016 alle stesse imprese che lo hanno gestito nel periodo 2014-2016: Enel Energia ed Hera Comm. La nuova aggiudicazione ha comportato però diverse variazioni, infatti:

- Enel Energia si è aggiudicata i territori di nove regioni (prima ne aveva otto): Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Lombardia, Lazio, Puglia, Molise e Basilicata che nel triennio precedente erano tutti assegnati a Hera Comm;
- Hera Comm si è aggiudicata il servizio per le restanti undici regioni: Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Toscana, Marche, Umbria, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia; solo tre di queste (Toscana, Marche e Umbria) erano assegnate a Hera Comm anche nel triennio precedente.

Secondo i dati ricevuti dagli operatori della salvaguardia nel 2016, il servizio si è nuovamente ampliato, essendo entrati circa 5.000 punti di prelievo in più rispetto al 2015. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 89.676 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), contro gli 84.785 del 2015. Complessivamente sono stati prelevati circa 4,2 TWh. In pratica, il mercato della salvaguardia è aumentato del 5,8% in termini di punti di prelievo e del 10,7% in termini di energia consumata rispetto al 2015 (Tav. 2.47).

L'aumento registrato nei punti di prelievo è da attribuire integralmente ai clienti allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, all'illuminazione pubblica, mentre la crescita dei volumi acquistati è avvenuta per quasi tutte le tipologie di clienti, tranne che per l'illuminazione pubblica in media tensione. Infatti, come si vede nei dati esposti nella tavola, i punti di prelievo in bassa tensione sono cresciuti del 6,8% (12,3% quelli per l'illuminazione pubblica e 5,2% quelli per gli altri usi), mentre i punti in media e in alta tensione sono diminuiti, rispettivamente, del 5,2% e del 12,8%.

I volumi di acquisto sono risultati tutti più elevati rispetto al 2015, in media del 10,7%, con l'eccezione dell'illuminazione pubblica in media tensione. Dati questi andamenti, anche i consumi medi unitari si sono ovviamente innalzati. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione, infatti, è cresciuto del 3,5% (da 17,3 a 17,9 MWh), quello degli utenti connessi in media tensione è passato da 321 a 360 MWh e i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono saliti da 5,4 a 11,4 GWh.

Il settore dell'illuminazione pubblica, come si è visto, ha avuto un

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2015	2016	VARIAZIONE	2015	2016	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	430	509	18,4%	17,6	19,8	12,3%
Altri usi	910	972	6,9%	59,9	63,0	5,2%
TOTALE BT	1.340	1.481	10,6%	77,5	82,8	6,8%
Illuminazione pubblica	29	23	-21,1%	0,1	0,1	-2,3%
Altri usi	2.308	2.464	6,7%	7,2	6,8	-5,2%
TOTALE MT	2.337	2.487	6,4%	7,3	6,9	-5,2%
Altri usi	141	257	82,6%	0,0	0,0	-12,8%
TOTALE AT	141	257	82,6%	0,0	0,0	-12,8%
TOTALE SALVAGUARDIA	3.817	4.224	10,7%	84,8	89,7	5,8%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.47

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2015 e nel 2016

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

²⁸ Come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

andamento differenziato per tensione. Infatti, la crescita dei punti e dei volumi dell'illuminazione pubblica in bassa tensione è stata parzialmente attenuata dalla contemporanea riduzione di punti e volumi allacciati in media tensione. Complessivamente, tuttavia, anche nel 2016, così come già era accaduto nel 2015, questi clienti hanno assunto un peso maggiore nel servizio di salvaguardia. Grazie alla crescita del 12,2% dei punti di prelievo e del 15,9% dei volumi acquistati, la quota dell'illuminazione pubblica sull'intero mercato è salita dal 21% al 22% in termini di clienti e dal 12% al 13% in termini di volumi acquisiti. Gli usi industriali e commerciali hanno, di conseguenza, diminuito la loro importanza in questo mercato, pur rimanendo preponderanti: nel 2016, infatti, hanno prelevato l'87% di tutta l'energia venduta (nel 2015 la quota corrispondente era dell'88%). Il 67% dell'energia acquistata da questi clienti viaggia sulle reti in media tensione, ma una quota non trascurabile (26%) viene fornita in bassa tensione.

L'analisi più dettagliata a livello regionale, esposta nella tavola 2.48, mostra come, analogamente al 2015, Campania, Lombardia, Sicilia e Lazio sono, nell'ordine, le regioni che nel 2016 hanno assorbito i volumi maggiori di energia elettrica acquisita in questo regime. Rispetto al

2015, la quota di energia acquisita complessivamente da questi territori è salita dal 54% al 56%. Quote relativamente importanti (superiori al 5%) appartengono anche ad altre due regioni: Puglia e Calabria.

La tavola consente di valutare, inoltre, come l'incremento medio nazionale osservato nei punti di prelievo serviti in salvaguardia, pari al 12,7%, abbia in realtà una fortissima variabilità territoriale: si passa infatti da regioni in cui la crescita rispetto al 2015 risulta particolarmente elevata (Trentino Alto Adige +60%, Campania +31%, Valle d'Aosta +30%, Calabria +20% e Sicilia +19%) a regioni in cui si registra, al contrario, una netta diminuzione (Emilia Romagna -27%, Umbria -23%, Molise -19%, Abruzzo e Liguria -16%).

Come negli ultimi due anni, la quota di Hera Comm è risultata superiore a quella di Enel Energia (Fig. 2.21), ma il divario tra le due è diminuito per via della maggiore crescita registrata dalle vendite di Enel Energia rispetto a quelle di Hera Comm. Nel 2016 il servizio di salvaguardia è risultato, dunque, più equamente ripartito tra le due società: l'energia venduta da Enel Energia è salita al 48,7% (dal 45,5% del 2015), mentre quella venduta da Hera Comm è scesa al 51,3% (dal 54,5% del 2015).

TAV. 2.48

Servizio di salvaguardia nel 2015 e nel 2016 per regione
Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

REGIONE	ESERCENTE	2015		2016	
		VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Piemonte	Hera Comm	110	3,2	158	3,1
Valle d'Aosta	Hera Comm	4	0,1	4	0,1
Lombardia	Hera Comm	529	10,5	533	10,8
Trentino Alto Adige	Hera Comm	12	0,2	43	0,3
Veneto	Enel Energia	125	3,4	134	3,2
Friuli Venezia Giulia	Enel Energia	41	1,0	35	0,9
Liguria	Hera Comm	59	1,7	100	1,4
Emilia Romagna	Enel Energia	121	4,2	101	3,1
Toscana	Hera Comm	231	7,4	203	6,4
Umbria	Hera Comm	49	2,0	37	1,5
Marche	Hera Comm	131	2,4	109	2,2
Lazio	Hera Comm	523	7,4	514	8,6
Abruzzo	Enel Energia	97	2,9	95	2,4
Molise	Hera Comm	73	0,6	29	0,5
Campania	Enel Energia	618	10,3	783	13,5
Puglia	Hera Comm	308	7,3	391	7,9
Basilicata	Hera Comm	51	0,9	47	1,0
Calabria	Enel Energia	221	6,5	251	7,7
Sicilia	Enel Energia	393	9,7	525	11,5
Sardegna	Enel Energia	122	3,2	133	3,4
ITALIA	-	3.817	84,8	4.224	89,7

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

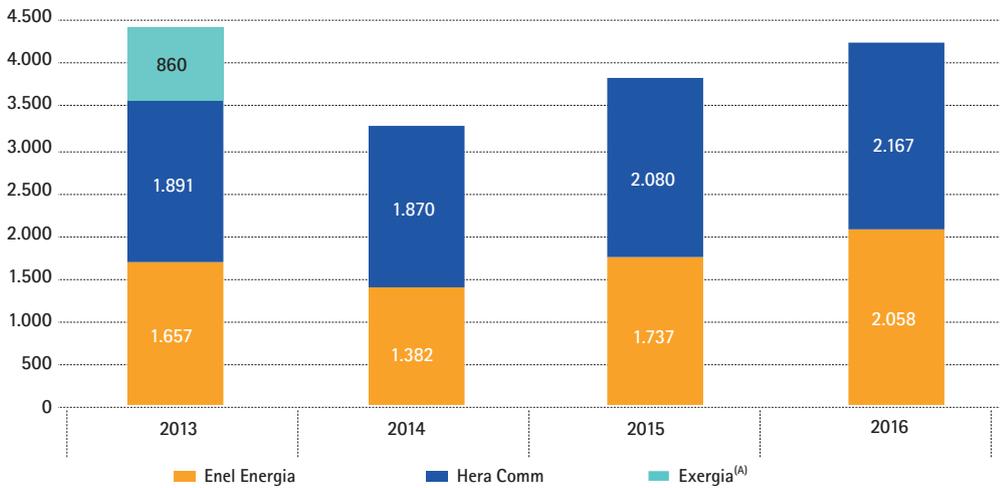


FIG. 2.21

Venditori del servizio di salvaguardia
GWh

(A) Negli ultimi tre mesi del 2013 il servizio fu svolto dalla società AEM Comune di Chiomonte al posto di Exergia.
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con le delibere 22 dicembre 2016, 778/2016/R/eel, 22 dicembre 2016, 779/2016/R/eel, e 28 dicembre 2016, 799/2016/R/eel, l'Autorità ha provveduto ad aggiornare, per l'anno 2017, le tariffe relative all'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici e non domestici.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2017 risulta pari a 2,827 c€/kWh.

Nella tavola 2.49 tale tariffa media viene confrontata con quella relativa al 2016, calcolata sulla base degli stessi volumi utilizzati per il calcolo delle tariffe di distribuzione per l'anno 2017. I valori delle componenti UC₃ e UC₆²⁹ considerate nel calcolo per gli anni 2016 e 2017 sono, rispettivamente, quelli fissati con le delibere 29 settembre 2016, 534/2016/R/com, e 29 dicembre 2016, 814/2016/R/com, riferite, rispettivamente, al quarto trimestre del 2016 ed al primo trimestre del 2017.

²⁹ La componente UC₃ è quella destinata a coprire gli squilibri dei sistemi di perequazione dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, nonché dei meccanismi di integrazione. Si applica all'energia consumata (€/kWh). La componente UC₆ serve per coprire una parte dei costi del sistema di incentivi alle imprese che gestiscono le reti di trasporto e di distribuzione per interventi che comportano un miglioramento della qualità del servizio. È composta da una parte applicata alla potenza impegnata (€/kW/anno) e da una parte applicata all'energia consumata (€/kWh).

TAV. 2.49

Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura c€/kWh

ANNO	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	UC ₃ e UC ₆	TOTALE
2016	0,656	1,780	0,248	0,185	2,869
2017	0,693	1,794	0,242	0,098	2,827
Variazione assoluta	0,037	0,014	-0,006	-0,087	-0,042
Variazione %	5,6%	0,8%	-2,4%	-47,0%	-1,5%

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.50

Servizi di trasmissione e distribuzione: tariffe medie per tipologia di cliente c€/kWh

	2016	2017	DIFFERENZA
BT usi domestici	4,544	4,488	-0,056
BT illuminazione pubblica	2,286	2,193	-0,093
BT altri usi	3,390	3,313	-0,077
MT illuminazione pubblica	1,453	1,429	-0,024
MT altri usi	1,620	1,611	-0,009
AT	0,767	0,777	0,010
AAT	0,671	0,681	0,010

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.51

Servizio di misura: tariffe medie per tipologia di cliente c€/kWh

	2016	2017	DIFFERENZA
BT usi domestici	0,832	0,814	-0,018
BT illuminazione pubblica	0,052	0,051	-0,001
BT altri usi	0,201	0,197	-0,004
MT illuminazione pubblica	0,053	0,045	-0,008
MT altri usi	0,025	0,022	-0,003
AT	0,005	0,004	-0,001
AAT	0,001	0,001	0,000

Fonte: AEEGSI.

Prezzi del mercato al dettaglio

Nell'ambito dell'Indagine annuale sui settori regolati, è stato chiesto agli operatori della vendita, come di consueto, di trasmettere i dati relativi ai prezzi finali praticati ai loro clienti sia al netto delle imposte sia per la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento, intesa come somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione della vendita.

L'analisi dei dati trasmessi dagli operatori, sia per la sola componente

dei costi di approvvigionamento sia per i prezzi finali al netto delle imposte, ha mostrato una elevata variabilità nella spesa unitaria dei clienti. Tale risultato è riscontrabile per tutte le classi di consumo, sia pure con alcune differenze. Come si vede nella tavola 2.56, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori vanno da un minimo di 186,7 €/MWh, riscontrabile per la classe 1.800-2.500 kWh/anno, a un massimo di 384,1 €/MWh per la classe più piccola (0-1.000 kWh). Il prezzo

scende all'aumentare della dimensione dei clienti fino alla terza classe, per poi salire per i clienti di maggiori dimensioni, a eccezione dell'ultima classe, che presenta un valore lievemente inferiore alla precedente. Pertanto, non si registra più il caratteristico andamento a U che emergeva negli anni scorsi. Ciò è riconducibile all'attuazione della prima fase della riforma delle tariffe di rete³⁰, volta a superare gradualmente la struttura progressiva delle tariffe stesse. Il costo di approvvigionamento, invece, com'è logico attendersi, diminuisce continuamente al crescere dei consumi.

A riprova della elevata variabilità dei prezzi praticati dai venditori, si possono osservare i dati presentati nella tavola 2.52 che, per ciascuna classe di consumo dei clienti domestici, suddivide per fasce di prezzo (espresse in €/MWh) i valori riscontrati nel mercato libero e la quota di elettricità venduta corrispondente.

La dispersione dei valori risulta più elevata nelle prime tre classi di consumo, mentre in quelle successive i prezzi tendono a concentrarsi

nelle fasce con i valori più bassi. La tavola riporta anche l'indicazione del prezzo minimo e del prezzo massimo che appaiono molto distanti. Come già evidenziato nel paragrafo relativo al mercato libero, negli anni sono aumentate le offerte disponibili per i clienti finali. Alcune di queste offerte includono forniture a prezzo bloccato per un periodo predeterminato (uno o due anni), in cui i meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono, quindi, influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti (e in particolare dalle attese sull'andamento dei prezzi dell'energia esistenti in quel momento), nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tenere conto dei rischi di mutamento del mercato). Altre offerte sono a prezzo variabile. Alcune di queste prevedono sconti sulla componente materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (come sconti al supermercato o sul carburante o su servizi telefonici, servizi di manutenzione, assicurazione ecc.)

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000	3.594	8.231	384,1	151,0
1.000-1.800	10.227	7.276	200,4	99,7
1.800-2.500	12.742	5.983	186,7	94,7
2.500-3.500	15.057	5.154	195,6	93,8
3.500-5.000	9.853	2.435	212,4	93,3
5.000-15.000	5.112	788	224,1	88,3
> 15.000	528	21	215,4	78,3
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	57.113	29.889	211,9	97,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	FASCE DI PREZZO (€/MWh)					PREZZO MINIMO	PREZZO MASSIMO
	30-75	75-100	100-125	125-150	> 150		
0-1.000	14%	9%	13%	24%	40%	33,3	248,8
1.000-1.800	13%	25%	34%	18%	10%	34,3	229,1
1.800-2.500	14%	34%	36%	10%	6%	32,1	249,9
2.500-3.500	14%	41%	33%	9%	4%	39,0	233,1
3.500-5.000	16%	45%	31%	5%	4%	38,5	232,2
5.000-15.000	22%	52%	21%	3%	2%	30,3	237,3
>15.000	31%	55%	10%	3%	1%	21,5	214,7
TOTALE DOMESTICI	17%	37%	27%	10%	9%	21,5	249,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.52

Prezzi medi finali a clienti domestici nel 2016 per classe di consumo

Quantità di energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh

TAV. 2.53

Percentuale dei prezzi applicati ai clienti domestici nel 2016 per fascia di prezzo

Prezzi minimo e massimo in €/MWh

³⁰ Delibera 582/2015/R/eel del 2 dicembre 2015.

TAV. 2.54

Prezzi medi finali ai clienti non domestici nel 2016 per livello di tensione

Quantità di energia in GWh; punti di prelievo in migliaia; prezzi in €/MWh

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA	PUNTI DI PRELIEVO	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	72.991	7.274	203,8	86,9
Media tensione	93.154	105	177,1	68,5
Alta e altissima tensione	27.384	1	105,1	61,4
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	193.529	7.380	177,0	74,4

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

Approvvigionamento dell'Acquirente unico

Successivamente alla completa liberalizzazione del mercato della vendita di energia elettrica avvenuta l'1 luglio 2007, ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125 (di conversione del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73), l'Acquirente unico è il soggetto che svolge l'attività di approvvigionamento per i clienti che usufruiscono del servizio di maggior tutela, servizio rivolto ai clienti domestici e alle piccole imprese che non hanno un venditore sul mercato libero. I clienti che, pur non avendo un venditore sul mercato libero, non rientrano tra gli aventi diritto alla maggior tutela, sono serviti nell'ambito del servizio di salvaguardia, svolto da società di vendita selezionate attraverso apposite procedure di gara. Nello svolgimento delle funzioni che gli sono attribuite, l'Acquirente unico è incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento cui può ricorrere.

La tavola 2.55 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente

unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2016. Dalla tavola è possibile constatare come, per i propri approvvigionamenti, l'Acquirente unico abbia effettuato acquisti sull'MGP per circa il 70% del proprio fabbisogno, e sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per la restante parte (circa il 30% del fabbisogno).

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le unità di consumo si è attestata su valori pari a circa lo 0,6% del fabbisogno, rispetto all'1,8% circa del 2015.

Nella tavola 2.56 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di Borsa.

Con riferimento al 2017³¹, l'ammontare di energia elettrica acquistata sui mercati a pronti corrisponde alla totalità del fabbisogno dell'Acquirente unico, stimata pari a circa 52 TWh.

Prezzo dell'energia elettrica e inflazione

Nell'ambito del paniere di spesa per la rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione

TAV. 2.55

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente unico nel 2016

GWh, al lordo delle perdite di rete

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	TOTALE
Al di fuori del sistema delle offerte	5.552	4.222	7.820	17.594
di cui:				
- contratti bilaterali tramite aste AU	4.399	3.345	6.196	13.940
- contratti stipulati sull'MTE	1.153	877	1.624	3.654
Mercato del giorno prima	14.994	13.127	12.465	40.586
Sbilanciamento Unità di consumo ^(A)	-61	-302	-14	-378
TOTALE	20.485	17.047	20.270	57.802

(A) Per semplicità non si è rispettato il segno convenzionale fissato dalla delibera 9 giugno 2006, 111/2006, e successive modifiche e integrazioni.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dell'Acquirente Unico.

³¹ I dati relativi all'anno 2017 fanno riferimento alle informazioni disponibili nel mese di marzo 2017.

	F1	F2	F3	TOTALE
Contratti bilaterali tramite aste AU	21%	20%	31%	24%
Contratti stipulati sull'MTE	6%	5%	8%	6%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dell'Acquirente unico.

TAV. 2.56

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente unico nel 2016

Incidenza delle fonti di approvvigionamento non soggette al rischio prezzo sul totale del fabbisogno nel 2016

del tasso di inflazione, il peso dell'energia elettrica è sceso dal 2,14% del 2016 all'1,96% del 2017, a seguito della consueta revisione annuale della ponderazione operata dall'Istat³².

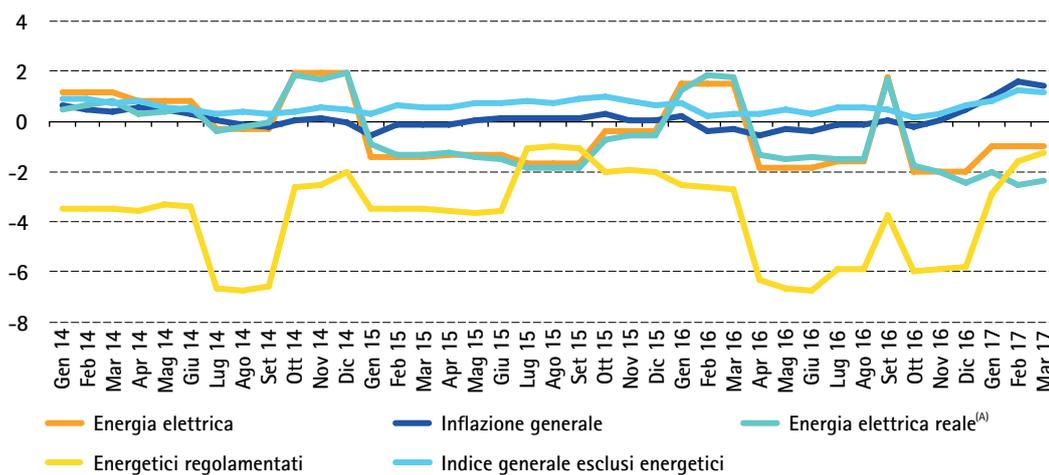
Il segmento dell'energia elettrica è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di due dei segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire l'energia elettrica e il gas. Poiché anche il peso di quest'ultimo è lievemente diminuito nel 2017 (vedi il Capitolo 3 di questo Volume), l'incidenza della tipologia "Beni energetici regolamentati" è passata dal 4,70% del 2016 al 4,14% del 2017.

L'indice dei prezzi dell'energia elettrica rilevato dall'Istat presenta, per il 2016, un'alternanza di aumenti e diminuzioni i quali, combinandosi con i livelli dell'anno precedente, fanno sì che complessivamente vi sia stata una diminuzione media annua dello

0,7%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è rimasto sostanzialmente stabile (-0,1%), la variazione in termini reali è quasi identica (-0,6%) a quella nominale. Nel primo trimestre di quest'anno si è avuto un aumento a gennaio, mentre non vi sono state variazioni nei due mesi successivi. Considerando il livello medio dell'indice energia elettrica nel 2016 (pari a 99,3), l'inflazione settoriale acquisita³³ a marzo, per il 2017, da questo segmento di consumo risulta pari all'1,2%.

L'andamento dell'elettricità ha concorso a determinare il tasso di variazione a 12 mesi dei prezzi dei "Beni energetici regolamentati" (Fig. 2.22) che, dopo aver toccato un nuovo minimo di -6,7% a maggio 2016, è risalito nei mesi successivi.

Anche i beni energetici non regolamentati, dopo il minimo assoluto



(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, per l'intera collettività - Indici nazionali.

FIG. 2.22

Inflazione generale e dell'energia elettrica a confronto negli ultimi anni

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

³² Ogni anno, la determinazione dei coefficienti di ponderazione degli indici viene effettuata mediante l'utilizzo dei dati relativi ai consumi finali delle famiglie, stimati dalla Contabilità nazionale dell'Istat, e di quelli derivanti dall'Indagine sui consumi delle famiglie, oltre che da altre fonti ausiliarie interne ed esterne all'Istat. Le variazioni dei prezzi dei beni e dei servizi inclusi nel paniere concorrono al calcolo dell'indice generale in funzione della quota di spesa che le famiglie destinano al loro acquisto. Al fine di misurare le quote di spesa con riferimento ai valori del periodo che definisce la base di calcolo degli indici, ossia dicembre 2016, i dati relativi ai consumi finali delle famiglie, riferiti invece all'anno 2015, vengono opportunamente inflazionati sulla base delle variazioni di prezzo misurate nel corrispondente intervallo temporale.

³³ L'inflazione acquisita rappresenta la variazione media dell'indice nell'anno indicato, che si avrebbe ipotizzando che l'indice stesso rimanga al medesimo livello dell'ultimo dato mensile disponibile nella restante parte dell'anno.

TAV. 2.57

Numeri indice e variazioni del prezzo dell'energia elettrica

Numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali

	ENERGIA ELETTRICA	VARIAZIONE A 12 MESI	INDICE GENERALE	VARIAZIONE A 12 MESI	ENERGIA ELETTRICA REALE ^(A)	VARIAZIONE A 12 MESI
ANNO 2016						
Gennaio	101,5	1,5%	99,6	0,2%	101,9	0,4%
Febbraio	101,5	1,5%	99,4	-0,4%	102,1	0,5%
Marzo	101,5	1,5%	99,6	-0,2%	101,9	0,4%
Aprile	97,4	-1,8%	99,5	-0,5%	97,9	-2,5%
Maggio	97,4	-1,8%	99,8	-0,3%	97,6	-2,9%
Giugno	97,4	-1,8%	99,9	-0,4%	97,5	-2,9%
Luglio	97,4	-1,6%	100,1	-0,1%	97,3	-3,3%
Agosto	97,4	-1,6%	100,3	-0,1%	97,1	-3,3%
Settembre	100,7	1,7%	100,1	0,1%	100,6	-0,2%
Ottobre	99,8	-2,0%	100,0	-0,2%	99,8	-2,5%
Novembre	99,8	-2,0%	99,9	0,1%	99,9	-2,5%
Dicembre	99,8	-2,0%	100,3	0,5%	99,5	-2,9%
ANNO 2017						
Gennaio	100,5	-1,0%	100,6	1,0%	99,9	-2,0%
Febbraio	100,5	-1,0%	101,0	1,6%	99,5	-2,6%
Marzo	100,5	-1,0%	101,0	1,4%	99,5	-2,4%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale.

Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.

di febbraio 2016, sono tornati a salire, salvo una pausa nei mesi di luglio e agosto. Ne discende, quindi, una consistente tendenza all'aumento dei prezzi per i beni energetici nel loro complesso, che ha influenzato sensibilmente l'andamento dell'inflazione. L'indice generale dei prezzi (Fig. 2.23) dopo quattro anni di stabilità (sostanziale assenza di inflazione) è così tornato a crescere in modo significativo

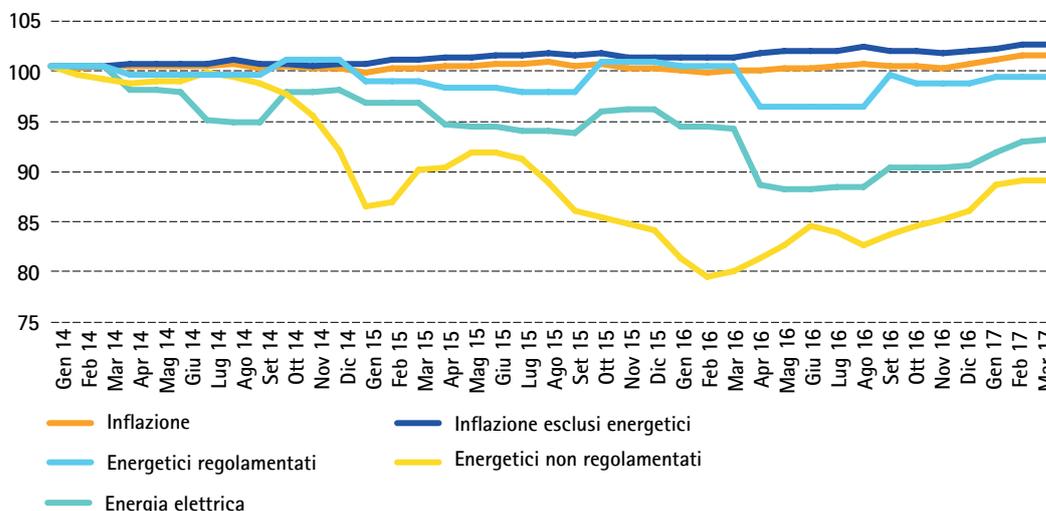
a partire dalla fine del 2016.

L'evoluzione del prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane può essere valutata anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati pubblicati dall'Eurostat e rilevati per la misura dell'inflazione (Fig. 2.24). La diminuzione dello 0,7%, registrata nel 2016 in Italia, risulta in

FIG. 2.23

Livello dei prezzi nell'ultimo triennio

Indici base gennaio 2014=100



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

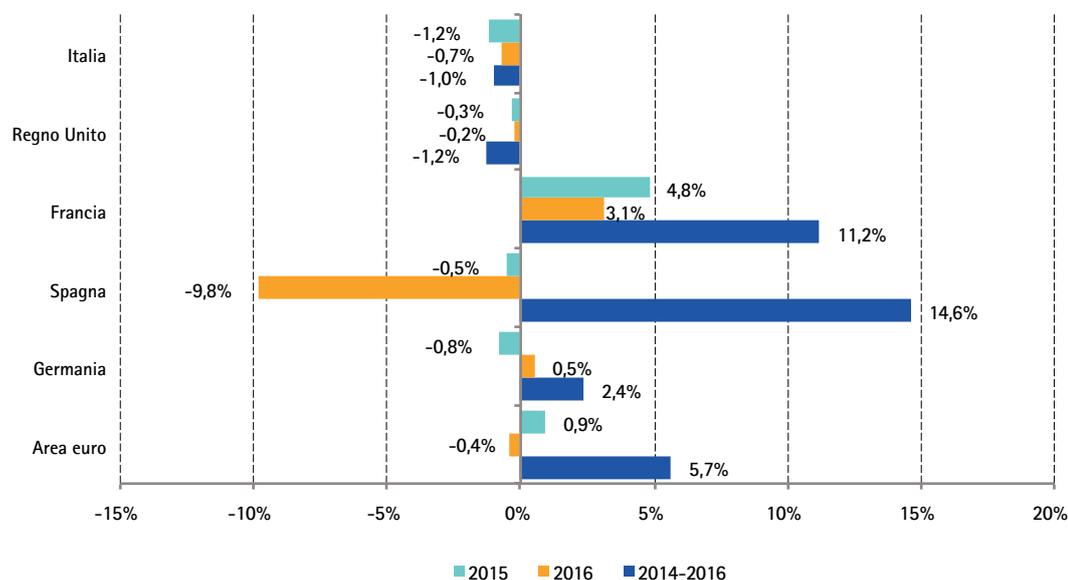


FIG. 2.24

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica per le famiglie nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2014-2016

Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

linea con la media europea (-0,4%). Una forte diminuzione (-9,8%) si è avuta in Spagna, mentre la Francia presenta, all'opposto, un aumento del 3,1%. Considerando l'insieme degli ultimi tre anni, si riscontrano differenze ancora più marcate: Italia e Regno Unito presentano prezzi sostanzialmente stabili (diminuzione di circa l'1%), mentre Francia e Spagna mostrano aumenti significativi, pari rispettivamente a 11,2% e 14,6%.

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica è coerente con l'andamento delle condizioni di fornitura nel servizio di maggior tutela per un consumatore domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW. Per tale consumatore tipo, le forniture in maggior tutela presentano dal 2014 livelli di prezzo sostanzialmente stabili, con modeste oscillazioni intorno al valore medio di 18,8 c€/kWh. In tale quadro, si può rilevare che nei primi nove mesi del 2015 vi sono state tre riduzioni consecutive che hanno determinato una diminuzione di 0,85 c€/kWh (Fig. 2.25), parzialmente compensata dall'incremento dell'ultimo trimestre (0,66 c€/kWh). Vi sono state altre diminuzioni nel 2016, in particolare nella prima metà dell'anno (-1,17 c€/kWh) e nell'ultimo trimestre (-0,21 c€/kWh), anche in questo caso parzialmente compensate da un aumento, verificatosi

nel terzo trimestre (+0,77 c€/kWh). Infine, nella prima metà di quest'anno vi sono stati due aumenti consecutivi (0,72 c€/kWh), cosa che non si verificava dal 2012.

La dinamica sopra esposta risulta dall'evoluzione delle singole componenti, in dettaglio:

- la materia energia è il fattore con la maggiore incidenza, ma nel periodo considerato (da gennaio 2014 a giugno 2017) tale componente presenta una riduzione di circa il 10% (0,98 c€/kWh), mentre il prezzo finale, come detto, rimane sostanzialmente stabile;
- gli oneri di sistema sono cresciuti continuamente sino all'ultimo trimestre 2015 (aumento di 1,11 c€/kWh, dovuto in particolare all'elemento A₃, relativo agli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate), ma successivamente tale tendenza si è invertita e si è avuta una diminuzione di 1,20 c€/kWh, riconducibile in misura significativa alla sospensione transitoria dell'elemento A_E, relativo alle agevolazioni alle imprese a elevato consumo energetico;
- i costi di trasporto e misura presentano un trend crescente: nel corso del periodo considerato sono aumentati di 1,18 c€/kWh (oltre il 40%), neutralizzando completamente le diminuzioni verificatesi nella materia energia. Gran parte di tale aumento è dovuto alla riduzione delle quantità di energia distribuite (stante l'invarianza dei ricavi riconosciuti alle

imprese di distribuzione e trasmissione) e all'applicazione della riforma nell'articolazione delle tariffe.

All'1 aprile 2017, il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente, con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza, era pari a 16,63 c€/kWh al netto delle imposte e a 19,18 c€/kWh al lordo delle imposte.

Le voci a copertura dei costi di trasporto e misura (incluse le componenti tariffarie UC₃ e UC₆, in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) rappresentano il 20,6% del prezzo lordo complessivo, con un aumento di oltre due punti percentuali rispetto al peso registrato

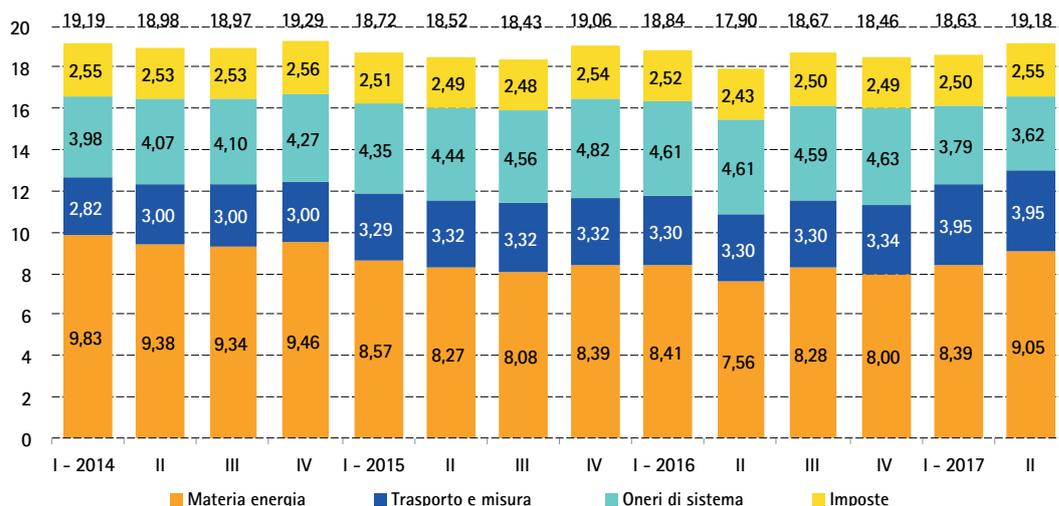
nel secondo trimestre 2016.

I corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2016 hanno un'incidenza sul prezzo lordo pari al 42,2%, identica a un anno prima. Tali corrispettivi comprendono le seguenti voci:

- i costi di acquisto dell'energia sul mercato all'ingrosso (elemento PE);
- i costi di dispacciamento (elemento PD);
- i saldi risultanti dal sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica per i clienti in maggior tutela (elementi PPE₁ e PPE₂);

FIG. 2.25

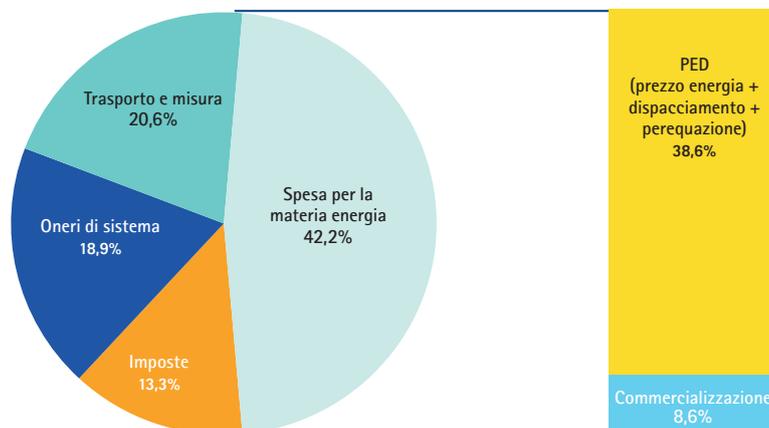
Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
c€/kWh; 2014-2017



Fonte: AEEGSI.

FIG. 2.26

Composizione percentuale delle condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
Valori aggiornati al secondo trimestre 2017



Fonte: AEEGSI.

- le voci relative alla commercializzazione (corrispettivi PCV e DISP_{BT}).

Infine, all'1 aprile 2017 gli oneri generali di sistema, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, incidono sul prezzo lordo per il 18,9%, in diminuzione di quasi sei punti percentuali rispetto allo stesso periodo del 2016. La tavola 2.58 illustra la ripartizione del gettito complessivo degli oneri generali di sistema,

di competenza nel 2016, tra le diverse componenti, evidenziando il peso della componente A₃. Rispetto allo scorso anno manca la componente A₆ a copertura degli *stranded costs*, in quanto è stata abolita dall'1 gennaio 2016 con l'entrata in vigore del nuovo *Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica*³⁴. Per ulteriori informazioni di dettaglio, si rimanda al Capitolo 2 del Volume II.

ALIQUOTA	DESCRIZIONE	GETTITO ANNUALE
A ₂	Oneri per il finanziamento delle attività nucleari residue	563
A ₃	Fonti rinnovabili e assimilate	14.259
A ₄	Regimi tariffari speciali ferrovie	243
A ₅	Finanziamento della ricerca	55
AS	Bonus sociale	34
AE	Agevolazioni imprese energivore	0
UC ₄	Imprese elettriche minori	65
MCT	Misure di compensazione territoriale	47
UC ₇	Efficienza energetica negli usi finali	594
TOTALE		15.860

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati della CSEA.

TAV. 2.58

Oneri generali di sistema di competenza nell'anno 2016
M€

³⁴ Adottato con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica nel 2016

La continuità del servizio di trasmissione nel 2016, misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS), evidenzia un netto miglioramento rispetto al 2015. Il valore di ENS nel 2016 è inoltre il migliore del periodo 2010-2016, eguagliando quello registrato nel 2014. Nella tavola 2.59 è mostrato l'andamento dell'indicatore ENS relativo agli anni dal 2010 al 2016.

Il buon valore di ENS registrato nel 2016 è dovuto principalmente al verificarsi di un solo incidente rilevante per una energia non servita pari a 295 MWh. Sono così definite le interruzioni con ENS superiore

a 250 MWh (considerando gli effetti dei servizi di mitigazione prestati dalle imprese distributrici, tali da consentire l'alimentazione degli utenti connessi alle reti di distribuzione a seguito di disalimentazioni delle cabine primarie originate sulla rete di trasmissione).

Nella tavola 2.60 sono rappresentati il numero degli incidenti rilevanti e la relativa ENS, mentre nella tavola 2.61 sono rappresentati il numero degli episodi relativi al servizio di mitigazione fornito dalle imprese distributrici e l'entità complessiva dell'energia controalimentata a esse riconosciuta.

TAV. 2.59

Energia non fornita per le disalimentazioni degli utenti
MWh/anno

ANNO	ENS(A)
2010	2.175
2011	3.131
2012	4.460
2013	2.980
2014	1.693
2015	3.211
2016	1.686

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

TAV. 2.60

Energia non fornita in occasione di incidenti rilevanti
Numero di incidenti rilevanti;
MWh/anno

ANNO	INCIDENTI RILEVANTI	ENS
2010	1	339
2011	2	1.305
2012	3	2.985
2013	2	1.163
2014	0	0
2015	2	1.876
2016	1	295

Fonte: Rapporti annuali di Terna e comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

ANNO	EPISODI	MITIGAZIONE
2012	17	447
2013	22	1.408
2014	9	353
2015	17	232
2016	6	133

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

Ai fini della regolazione incentivante della qualità del servizio di trasmissione, l'indicatore oggetto di regolazione premi/penalità è la ENS ottenuta escludendo i volumi della ENS derivanti da cause non riconducibili all'operato di Terna e considerando il contributo degli incidenti rilevanti corretto da una funzione di saturazione (ENS regolata).

Per il periodo 2016-2023 gli obiettivi di miglioramento annuo della ENS regolata sono riferiti all'intera RTN con l'esclusione della rete già di proprietà della società Ferrovie dello Stato Italiane e successivamente acquisita con contratto di compravendita da Terna e conferita alla RTN (RTN FSI); nel 2016 il valore obiettivo della ENS regolata è pari a 980 MWh, mentre il valore effettivo della ENS regolata comunicato da Terna e ancora oggetto di verifica da parte dell'Autorità è pari a 339 MWh.

Il numero medio delle interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti) e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) per utente dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di

Terna, inclusi gli incidenti rilevanti, è riportato nella tavola 2.62.

Nel 2016 tale numero medio, su base nazionale, è migliorato rispetto ai valori registrati nel biennio 2014-2015 e si riporta ai valori registrati nel periodo 2010-2013; a esclusione dell'area di Torino, il dato 2016 è migliore rispetto a quello del 2015 in tutte le aree operative territoriali gestite da Terna.

Dal 2016 è in vigore un nuovo meccanismo di regolazione individuale a tutela dei clienti finali alimentati in altissima o alta tensione. I clienti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità o che subiscono una disalimentazione di durata prolungata (Tav. 2.63), in entrambi i casi di responsabilità di Terna, ricevono un indennizzo economico se hanno adempiuto a un obbligo informativo nei confronti di Terna.

L'ammontare versato da Terna relativamente alle interruzioni accadute nell'anno 2016 è pari a circa 140.000 € per il numero di interruzioni e a 240.000 € per la durata massima delle interruzioni.

TAV. 2.61

Energia valorizzata ai fini del servizio di mitigazione prestato dalle imprese distributrici

Numero di episodi; MWh/anno

AREA OPERATIVA TERRITORIALE	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Torino	0,21	0,25	0,20	0,25	0,29	0,47	0,47
Milano	0,10	0,09	0,16	0,18	0,20	0,42	0,25
Padova	0,29	0,31	0,33	0,46	0,89	0,45	0,44
Firenze	0,19	0,14	0,16	0,25	0,17	0,65	0,22
Roma	0,32	0,42	0,70	0,57	0,45	0,75	0,55
Napoli	1,14	0,90	0,99	0,95	0,95	1,04	0,65
Palermo	0,80	0,95	0,79	0,84	1,11	0,89	0,70
Cagliari	0,11	0,27	0,41	0,73	2,33	0,61	0,16
TOTALE ITALIA	0,39	0,39	0,45	0,49	0,61	0,65	0,44

(A) I dati sono calcolati con riferimento alle disalimentazioni subite da utenti coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine.

Fonte: Comunicazioni di Terna all'AEEGSI.

TAV. 2.62

Numero medio di interruzioni per utente direttamente connesso con la RTN

Numero di interruzioni di durata superiore a un secondo (inclusi gli incidenti rilevanti)^(A)

TAV. 2.63

Standard relativi al numero di interruzioni senza preavviso lunghe o brevi e alla durata massima delle interruzioni senza preavviso per i clienti finali AAT o AT

TIPOLOGIA DI CLIENTE FINALE	NUMERO MASSIMO DI INTERRUZIONI LUNGHE E BREVI	DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI
Clienti con connessione magliata	0	2 ore
Clienti con connessione radiale con livello di tensione superiore a 150 kV	0	2 ore
Clienti finali con connessione radiale con livello di tensione non superiore a 150 kV	1	2 ore

Fonte: AEEGSI.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

Regolazione premi/penalità della durata e del numero di interruzioni

Nel 2016 riprende il trend di miglioramento della durata e del numero delle interruzioni dopo il peggioramento registrato nel 2015, dovuto essenzialmente a eventi metereologici di natura eccezionale. Rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione premi/penalità della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, il miglioramento è pari al 73% per la durata delle interruzioni e pari al 51% per il numero di interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti). Si conferma il divario tra il Centro-Nord e il Sud del Paese. Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2016, la durata delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 35 minuti a livello nazionale (Figg. 2.27 e 2.29), e il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti) di responsabilità delle imprese distributrici si attesta a 2,93 interruzioni per utente in bassa tensione su base nazionale (Fig. 2.32). Nel calcolo di tali valori sono dedotte le interruzioni con origine sulla RTN e sulla rete in alta tensione, le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, le interruzioni dovute a eventi eccezionali, ad

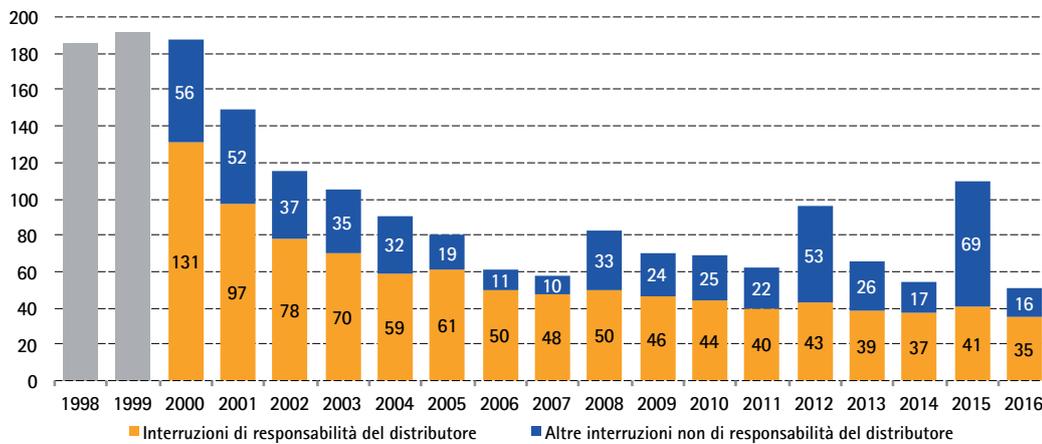
atti di Autorità pubblica e a furti; per queste ultime è mostrato, nella figura 2.28, il contributo alla durata su base regionale. Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione, nel 2016:

- la durata delle interruzioni per utente in bassa tensione è stata pari a 51 minuti (Fig. 2.27);
- la durata delle interruzioni per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stata di 35 minuti a livello nazionale, di 26 minuti nel Nord Italia, di 34 minuti nel Centro Italia e di 48 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.29);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 1,76 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.30);
- il numero di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 1,87 interruzioni per utente in bassa tensione (Fig. 2.31);
- il numero di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per utente di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 2,93 a livello nazionale, con un miglioramento pari al 36% rispetto al 2008, pari a 2,02 interruzioni nel Nord Italia, a 2,57 interruzioni nel Centro Italia e a 4,45 interruzioni nel Sud Italia (Fig. 2.32).

FIG. 2.27

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno^(A); riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN, gli interventi dei sistemi di difesa e le interruzioni dovute a furti)



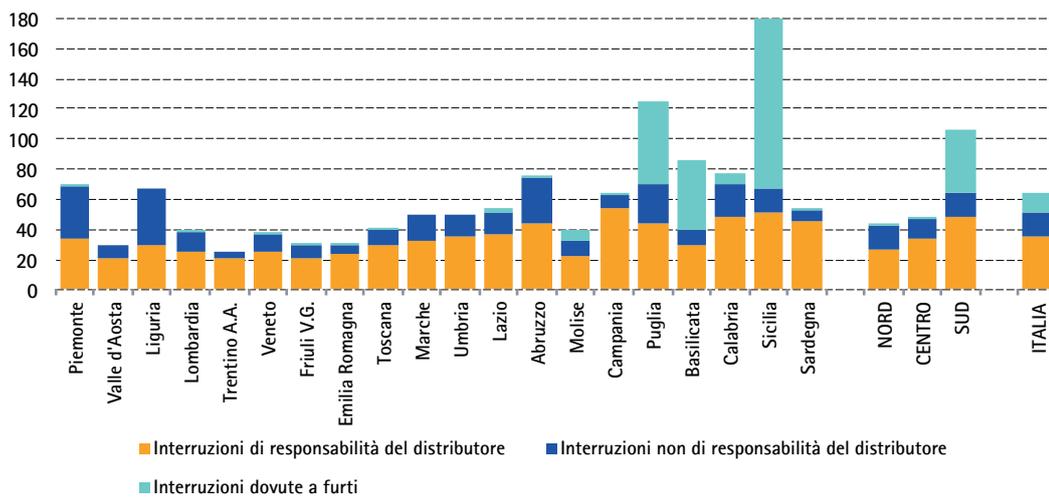
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.28

Durata (minuti persi) delle interruzioni per utente in bassa tensione per regione

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)



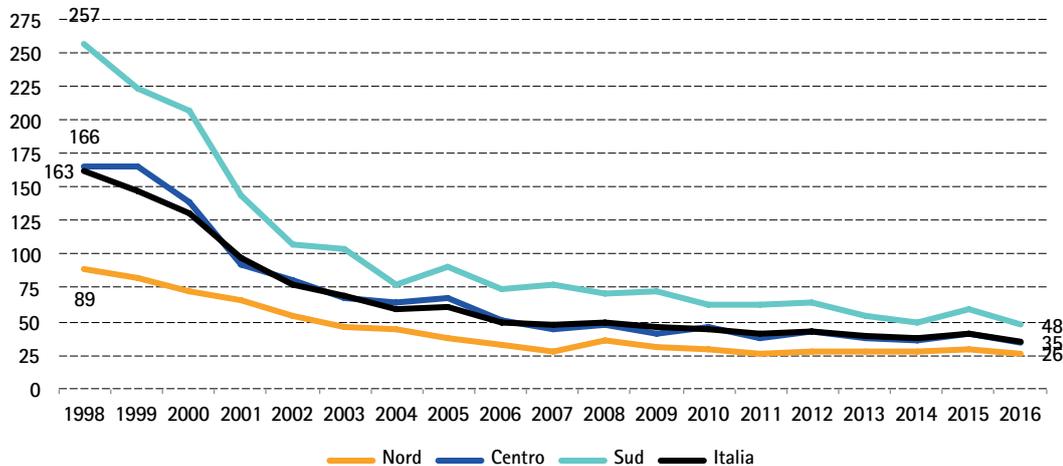
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.29

Durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Minuti persi per cliente BT all'anno^(A); riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici



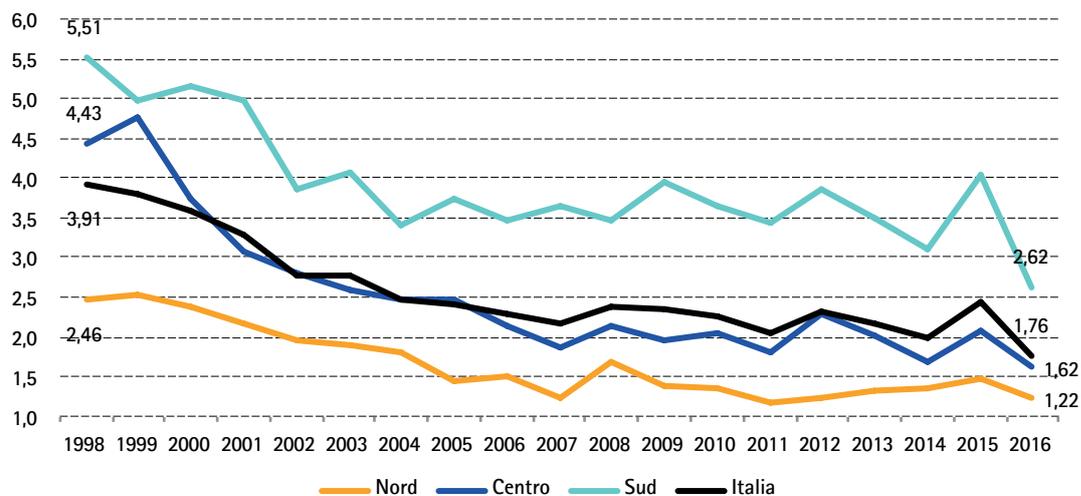
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.30

Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)



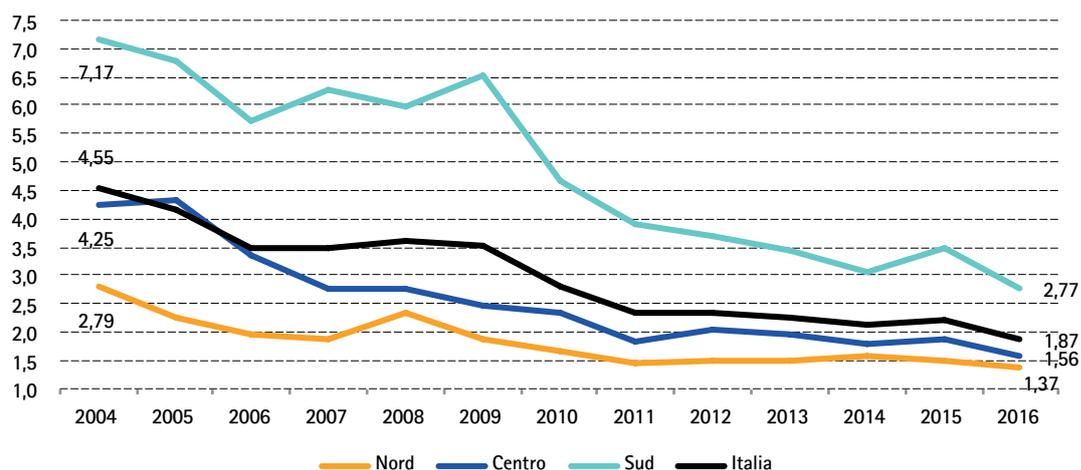
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.31

Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso brevi per cliente in bassa tensione

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici (esclusi gli incidenti rilevanti sulla RTN e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)



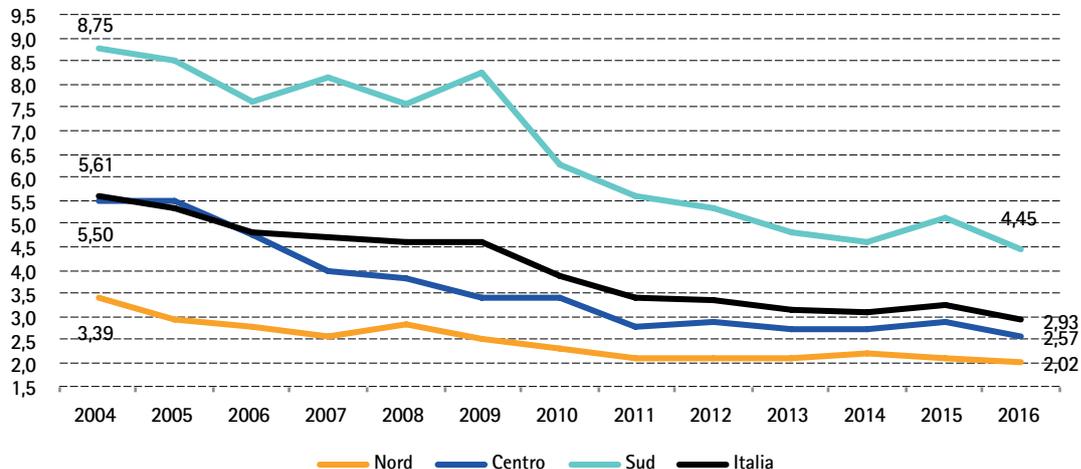
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.32

Numero medio annuo di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Riferita a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici^(A)



(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2016 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.64 mostra i valori di continuità del servizio su base regionale, relativi a interruzioni sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli interventi dei sistemi di difesa e gli incidenti rilevanti e, per quanto riguarda la durata delle interruzioni, anche dei furti) e in particolare la durata delle interruzioni senza preavviso per utente in bassa tensione, nonché il numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie (di durata inferiore al secondo) registrato nel corso del 2016.

Per quanto riguarda le interruzioni transitorie che hanno interessato gli utenti in media tensione, non oggetto di regolazione incentivante, l'Autorità ha confermato, nella pubblicazione comparativa

tra imprese distributrici, un possibile strumento mirato a ridurre il numero. La suddetta pubblicazione comparativa tra imprese distributrici comprende anche il confronto sulla durata delle interruzioni lunghe e sul numero di interruzioni lunghe, brevi e transitorie misurate sull'utenza in bassa tensione.

Persiste il fenomeno dei furti negli impianti della distribuzione. Per le regioni del Sud Italia si riporta la durata delle interruzioni dovute a furti nel periodo 2008-2016, come illustrato nella tavola 2.65. Il fenomeno dei furti inizia a rilevarsi, con impatti sulla durata delle interruzioni, ancorché in modo poco significativo, anche nelle regioni del Centro-Nord.

TAV. 2.64

Durata (minuti persi) delle interruzioni e numero di interruzioni senza preavviso lunghe, brevi e transitorie per utente in bassa tensione
Valori medi annuali riferiti a e-distribuzione e ad altre imprese distributrici

REGIONE O AREA	DURATA MEDIA ANNUALE INTERRUZIONI (AL NETTO DEI FURTI)	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI LUNGHE	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI BREVI	NUMERO MEDIO INTERRUZIONI TRANSITORIE
Piemonte	68	1,71	1,93	2,93
Valle d'Aosta	30	0,77	1,27	1,54
Liguria	67	1,26	1,72	2,28
Lombardia	38	1,11	1,04	1,37
Trentino Alto Adige	25	1,04	1,02	1,00
Veneto	37	1,23	1,49	3,50
Friuli Venezia Giulia	30	0,91	1,35	3,59
Emilia Romagna	30	1,07	1,32	2,63
Toscana	40	1,31	1,30	2,75
Marche	50	1,86	1,95	5,27
Umbria	50	1,54	1,71	5,63
Lazio	52	1,78	1,61	3,78
Abruzzo	74	2,32	2,81	9,21
Molise	33	1,39	1,26	4,66
Campania	63	2,49	2,76	3,74
Puglia	70	2,47	2,45	5,18
Basilicata	39	1,54	1,58	5,75
Calabria	70	2,67	3,04	6,69
Sicilia	67	3,37	3,44	9,48
Sardegna	53	2,05	2,02	4,17
Nord	43	1,22	1,37	2,35
Centro	47	1,62	1,56	3,77
Sud	65	2,62	2,77	6,28
ITALIA	51	1,76	1,87	3,92

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.65

Durata media annuale delle interruzioni per utente in bassa tensione dovute a furti registrate da e-distribuzione
Minuti persi

REGIONE O AREA	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Abruzzo	0	0	0	0	0	1	0	0	0
Molise	0	0	0	0	4	2	10	5	7
Campania	0	0	0	1	1	1	1	1	1
Puglia	13	15	44	169	71	129	58	97	54
Basilicata	2	1	15	16	11	29	26	62	46
Calabria	0	0	0	30	39	37	33	18	7
Sicilia	78	81	204	391	288	259	351	133	113
Sardegna	0	0	0	0	2	1	1	1	0
Sud	22	23	60	135	91	95	103	57	41
ITALIA	7	8	20	45	35	37	40	22	16

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Standard di qualità individuali per utenti in media tensione

Le disposizioni relative alla qualità dei servizi elettrici prevedono anche un meccanismo di regolazione individuale di tutela per gli utenti alimentati in media tensione. Gli utenti che subiscono un numero di interruzioni lunghe o brevi in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità (Tav. 2.66) possono ricevere un indennizzo economico. Con l'obiettivo di promuovere l'adeguamento tecnico degli impianti elettrici degli utenti in media tensione, per avere diritto a tali indennizzi, gli utenti in media tensione devono aver inviato all'impresa distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità.

Gli utenti in media tensione che nel 2016 hanno subito un numero

di interruzioni superiore allo standard (definiti come utenti "peggio serviti"), sono localizzati in maggioranza nelle regioni del Sud. Qui la percentuale degli utenti peggio serviti è pari al 26% (come per gli anni 2012 e 2015, 23% negli anni 2013 e 2014), ben oltre il 9% medio nazionale (9% nel 2015 e 8% nel 2014) (Fig. 2.33).

Gli utenti che non hanno presentato la dichiarazione di adeguatezza sono soggetti al versamento di un corrispettivo tariffario specifico (CTS). L'impresa distributrice trattiene una quota predefinita del CTS e deve versarne la maggior parte al Fondo utenti in media tensione presso la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) (Tav. 2.67). Alla CSEA è destinata anche la quota di penalità per numero di interruzioni oltre lo standard, che le imprese distributrici non corrispondono direttamente a indennizzo di utenti in media tensione nel caso di utenti con impianti non adeguati

TAV. 2.66

Standard relativo al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per utenti in media tensione

LOCALIZZAZIONE DELL'UTENTE	DIMENSIONE DEL COMUNE	STANDARD VIGENTI
Ambiti in alta concentrazione	Oltre 50.000 abitanti	6
Ambiti in media concentrazione	Tra 5.000 e 50.000 abitanti	9
Ambiti in bassa concentrazione	Meno di 5.000 abitanti	10

Fonte: AEEGSI.

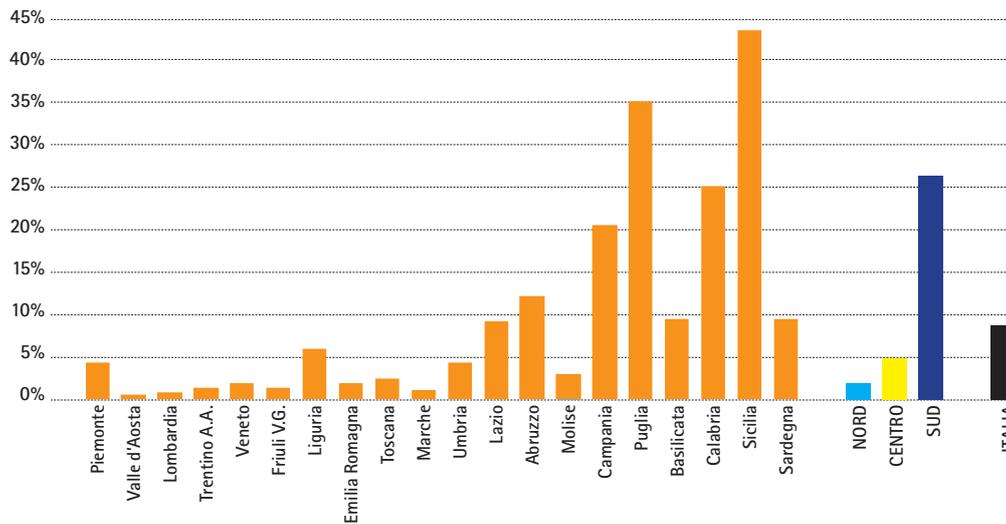


FIG. 2.33

Percentuale di utenti "peggio serviti" rispetto al totale degli utenti in media tensione nel 2016

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

(Tav. 2.68). In particolare, tali somme vengono destinate al Conto qualità dei servizi elettrici che, insieme al Fondo utenti in media tensione, ha l'obiettivo di finanziare interventi migliorativi della qualità (a partire dai premi erogati dalla regolazione premi/penalità della continuità).

Le somme derivanti dal CTS raccolto dalle imprese distributrici nel 2016 evidenziano un trend decrescente rispetto agli anni precedenti,

spiegabile con l'aumento progressivo del numero di utenti aventi impianti adeguati su tutto il territorio nazionale. Gli utenti in media tensione con impianti adeguati al 31 dicembre 2016 hanno, infatti, superato le 60.000 unità (Fig. 2.34).

Le penalità versate per l'anno 2016 (Tav. 2.68) sono in diminuzione rispetto agli 2014 e 2015 per effetto del miglioramento generale della continuità per l'anno 2016.

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDENZA VERSATA ALLA CCSE
2007	12,8	5,2	7,6
2008	45,2	5,4	39,8
2009	62,5	5,5	57,0
2010	54,6	5,3	49,3
2011	53,4	5,3	48,1
2012	45,7	9,2	36,5
2013	43,7	9,7	34,0
2014	41,0	9,8	31,3
2015	40,4	9,7	30,7
2016	37,8	9,6	28,2

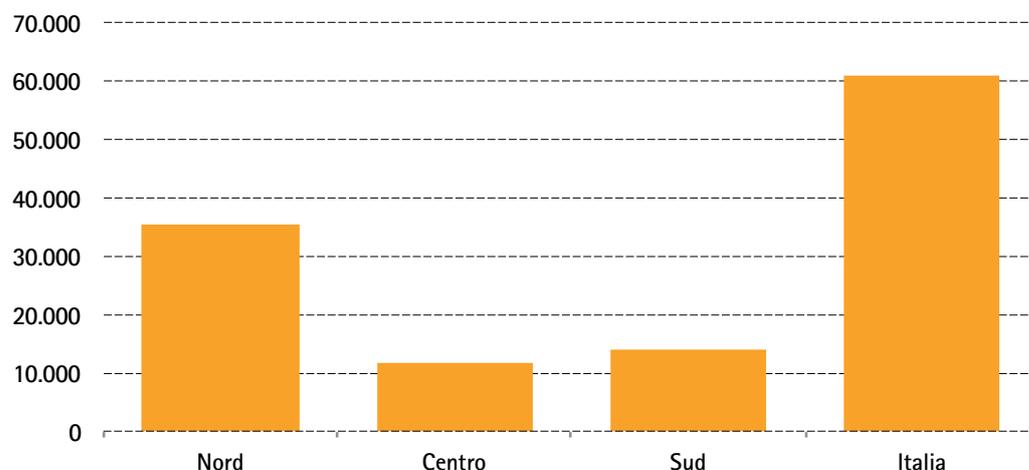
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.67

Corrispettivo tariffario specifico raccolto dalle imprese distributrici per impianti di utenza in media tensione non adeguati
M€

FIG. 2.34

Utenti in media tensione con impianti adeguati nel 2016



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.68

Penalità per le imprese distributrici per il superamento degli standard di numero delle interruzioni lunghe e brevi e relativi indennizzi automatici a utenti in media tensione con impianti elettrici adeguati
M€

ANNO	CTS RACCOLTO DALLE IMPRESE DISTRIBUTTRICI	CTS TRATTENUTO	ECCEDEZZA VERSATA ALLA CCSE
2007	7,4	0,4	7,0
2008	8,2	0,9	7,3
2009	10,0	1,7	8,3
2010	14,9	4,1	10,8
2011	14,2	5,2	9,0
2012	6,3	2,9	3,4
2013	4,8	2,4	2,4
2014	7,4	4,2	3,2
2015	7,5	4,2	3,3
2016	5,4	3,4	2,0

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dichiarazioni degli esercenti.

Qualità della tensione sulle reti in media tensione

Oltre alle interruzioni, gli utenti di tipo industriale, con particolare riferimento a quelli associati ad attività produttive di tipo continuo, risultano essere sensibili al disturbo della qualità della tensione denominato "buco di tensione". Un buco di tensione è un abbassamento repentino della tensione di esercizio seguito dal rapido ripristino della tensione. I buchi di tensione sono caratterizzati dalla tensione residua (solitamente espressa in percentuale della tensione di esercizio) e dalla durata (normalmente espressa in millisecondi). La tavola 2.69 rappresenta il numero medio di buchi di tensione registrati nel 2016 su un campione del 10% di semisbarre di cabina

primaria in media tensione nell'anno 2016. La tavola fa riferimento alla classificazione per celle di severità (profondità/durata) definita nella norma europea EN 50160, *Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica*, pubblicata nel maggio 2011.

La tavola 2.70 riporta il numero di buchi di tensione rilevanti per gli utenti. L'aggregazione rispecchia le classi di immunità delle apparecchiature elettriche ai buchi di tensione, indicate dalle norme CEI EN 61000-4-11 e CEI EN 61000-4-34, che a loro volta richiamano la definizione di classi di ambienti elettromagnetici fornita dalla CEI EN 61000-2-4.

Nel 2016 si assiste a una riduzione del numero complessivo dei

TENSIONE RESIDUA (%)	DURATA ^(A)				
	20-200 ms	200-500 ms	0,5-1 s	1-5 s	5-60 s
80 ≤ u < 90	38,5	6,6	2,0	0,6	0,1
70 ≤ u < 80	16,5	5,9	0,7	0,1	0,0
40 ≤ u < 70	16,6	5,5	0,4	0,1	0,0
5 ≤ u < 40	6,3	1,6	0,2	0,0	0,0
1 ≤ u < 5	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE	78,0	19,6	3,3	0,8	0,1

(A) I dati si riferiscono al periodo compreso tra la settimana del 28 dicembre 2015 e quella dell'1 gennaio 2017.

Fonte: Dati del sistema di monitoraggio QuEEN a cura di RSE.

INDICATORE	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
N: numero dei buchi di tensione	122,8	136,3	126,5	114,4	98,4	90,9	103,3	110,4	99,6	126,8	101,8
N2a: numero dei buchi con classe di severità 2	61,7	64,3	68,8	49,6	40,6	34,6	37,7	39,6	37,4 ^(A)	44,8 ^(A)	34,3
N3b: numero dei buchi con classe di severità 3	25,7	25,2	26,8	18,8	16,0	14,2	16,2	16,9	16,5 ^(A)	19,3 ^(A)	15,1

(A) Dato rettificato rispetto a quanto pubblicato nella *Relazione Annuale* degli anni precedenti.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

buchi di tensione rispetto al 2015. Il valore del 2016 è prossimo ai valori registrati dal 2010 al 2014.

Dal 2015 tutte le semisbarre delle cabine primarie in media tensione sono dotate di apparecchiature per il monitoraggio dei buchi di tensione. La disponibilità di dati sui buchi di tensione per ogni rete in media tensione consentirà all'Autorità di sviluppare nuovi elementi di regolazione a tutela degli utenti in media tensione.

Al termine del 2015, il Tavolo di lavoro per il monitoraggio della qualità della tensione, istituito ai sensi della delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11, e coordinato dalla società Ricerca sul sistema energetico (RSE), ha individuato le condizioni per il riconoscimento dell'origine dei buchi di tensione (rete AT-AAT o rete MT). Tali condizioni sono state condivise dai gestori di rete della distribuzione e della trasmissione partecipanti al Tavolo di lavoro e applicate ai buchi di tensione registrati dal 2016.

Indennizzi per interruzioni di lunga durata

Dal 2009 sono in vigore standard individuali per gli utenti in bassa

tensione e in media tensione (estesi dal 2012 anche ai produttori in bassa tensione e in media tensione) sulla durata massima delle interruzioni, indipendentemente dalle cause che le hanno provocate (Tav. 2.71).

La tavola 2.72 illustra gli indennizzi automatici che le imprese distributrici hanno erogato agli utenti in bassa tensione e in media tensione, con riferimento alle interruzioni occorse nel 2016 per il superamento di tali standard: circa 12 milioni di euro a circa 156.000 utenti in bassa tensione (in media circa 65 € per utente) e circa 2 milioni di euro a circa 2.500 utenti in media tensione (in media poco meno di 900 € per utente).

Per il 2016, circa 8 milioni di euro di indennizzi sono a carico del Fondo eventi eccezionali, istituito presso la CSEA, in quanto dovuti a interruzioni non di responsabilità delle imprese. Tale Fondo è finanziato, in parte, dalle imprese di distribuzione e da Terna e, in parte, dagli utenti in media e in bassa tensione.

Sempre per il 2016, ulteriori 4 milioni di euro circa di indennizzi sono, invece, a carico delle imprese distributrici e di Terna (Tav. 2.73) per interruzioni di lunga durata di loro responsabilità.

TAV. 2.69

Numero medio di buchi di tensione su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

Anno 2016^(A)

TAV. 2.70

Numero medio di buchi di tensione per classe di severità su un campione pari al 10% delle semisbarre di cabina primaria in media tensione

Anni 2006-2016

TAV. 2.71

Standard in vigore nel 2016 sulla durata massima delle interruzioni per clienti in bassa e in media tensione

Ore

TIPO DI INTERRUZIONE E GRADO DI CONCENTRAZIONE TERRITORIALE	STANDARD PER CLIENTI BT	STANDARD PER CLIENTI MT
Interruzioni senza preavviso		
Alta concentrazione (comuni con più di 50.000 abitanti)	8	4
Media concentrazione (comuni con numero di abitanti compreso tra 5.000 e 50.000)	12	6
Bassa concentrazione (comuni con meno di 5.000 abitanti)	16	8
Interruzioni con preavviso		
Tutti i gradi di concentrazione	8	8

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.72

Indennizzi automatici erogati ai clienti in bassa e in media tensione per il superamento degli standard sulla durata massima delle interruzioni

Numero di clienti; M€

GRADO DI CONCENTRAZIONE	CLIENTI BT INDENNIZZATI	AMMONTARE	CLIENTI MT INDENNIZZATI	AMMONTARE
Alta	42.171	2,4	280	0,3
Media	43.085	2,7	1.289	1,0
Bassa	70.513	5,0	973	0,8
TOTALE	155.769	10,1	2.542	2,2

Fonte: AEEGSI.

TAV. 2.73

Indennizzi automatici erogati e ammontare versato al Fondo eventi eccezionali dalle imprese distributrici e da Terna

M€

ANNO	INDENNIZZI AGLI UTENTI PER IL SUPERAMENTO DELLA DURATA MASSIMA DELLE INTERRUZIONI	AMMONTARE RICHIESTO AL FONDO EVENTI ECCEZIONALI	QUOTA PARTE A CARICO DELLE IMPRESE DISTRIBUTRICI E DI TERNA
2009	4,2	3,5	0,6
2010	15,5	13,2	2,3
2011	21,6	18,4	3,2
2012	92,9	89,3	3,7
2013	38,8	29,8	8,9
2014	21,7	18,6	3,1
2015	111,2	101,7	9,5
2016	12,3	8,2	4,1

Fonte: AEEGSI.

Qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Scopo della regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura è quello di definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, disattivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposte a reclami per l'attività di distribuzione e misura ecc.). Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i

tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni e sono tesi alla tutela dei clienti e al miglioramento complessivo del sistema.

Le prestazioni sono assoggettate sin dall'1 luglio 2000 agli standard specifici e generali definiti dall'Autorità, che sono stati aggiornati nel 2004, nel 2007, nel 2011 e, da ultimo, nel 2015 in occasione della revisione periodica della disciplina.

ANNO	CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO	RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI NELL'ANNO	AMMONTARE EFFETTIVAMENTE PAGATO NELL'ANNO
Carta dei servizi			
1997	6.099	21	0,001
1998	4.167	54	0,002
1999	8.418	22	0,001
Regolazione della qualità commerciale			
2000 (II semestre)	7.902	4.771	0,22
2001	25.650	12.437	0,82
2002	61.881	52.229	3,11
2003	67.344	79.072	4,21
2004	57.424	48.305	3,41
2005	64.696	63.822	4,43
2006	73.868	73.714	4,07
2007	73.903	70.712	4,25
2008	30.359	28.873	2,36
2009	28.693	25.687	1,74
2010	14.499	13.005	1,00
2011	15.351	14.989	1,22
2012	15.168	14.633	1,29
2013	20.795	24.976	2,36
2014	15.765	19.523	1,97
2015	15.833	17.206	1,46
2016	27.905	18.986	1,70

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.74

Numero di indennizzi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale negli anni 1997-2016

Imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali tra clienti finali e produttori; M€

I clienti finali che richiedono una prestazione soggetta a standard specifico, vengono informati dall'esercente il servizio di vendita del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Dal 2013 alcuni standard sono applicabili anche ai produttori di energia elettrica.

Le imprese distributrici comunicano annualmente all'Autorità i tempi medi effettivi delle prestazioni, i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero e l'ammontare degli indennizzi automatici pagati agli utenti nel corso dell'anno (anche a seguito di prestazioni eseguite nell'anno precedente).

Il numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico nell'anno 2016 è in sensibile aumento rispetto alla media degli anni precedenti, principalmente a causa del peggioramento nell'esecuzione delle prestazioni da parte di Areti (ex Acea Distribuzione). Ciò comporta un aumento del numero e dell'ammontare degli indennizzi pagati agli utenti (Tav. 2.74).

Esaminando le singole prestazioni, per categoria di utenza (Tavv. da

2.75 a 2.80) si osserva che la percentuale più alta dei casi di mancato rispetto degli standard specifici registrata nell'anno 2016 è attribuibile:

- per i clienti in bassa tensione, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura, al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura e all'esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie;
- per i clienti in media tensione, alla disattivazione della fornitura, alla riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità e alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura;
- per i produttori in bassa tensione, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura e al ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- per i produttori in media tensione, alla comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura.

Per tutte le altre prestazioni, le percentuali di mancato rispetto degli standard specifici sono inferiori al 3%.

TAV. 2.75

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in bassa tensione nel 2016
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni ordinarie	15 giorni lavorativi	197.754	9,69	1,85%	2.586
Esecuzione di lavori semplici per connessioni ordinarie	10 giorni lavorativi	253.509	5,46	0,97%	1.965
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	41.606	29,79	2,85%	391
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.436.116	0,71	0,29%	2.424
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	961.459	0,78	0,22%	1.348
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.399.303	0,11	0,31%	3.888
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	69.245	0,00	0,31%	103
Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura	3-4 ore	81.389	1,48	1,68%	818
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	15.607	10,18	4,76%	702
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	7.499	5,42	1,82%	79
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	1.330	15,63	4,91%	74
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	421	93,63	19,66%	134

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per nuove connessioni permanenti ordinarie	15 giorni lavorativi	133.871	9,71	1,60%	1.418
Esecuzione di lavori semplici per nuove connessioni permanenti ordinarie	10 giorni lavorativi	184.148	5,12	0,93%	1.144
Esecuzione di lavori complessi per nuove connessioni permanenti ordinarie	50 giorni lavorativi	28.531	30,32	3,38%	315

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT per connessioni temporanee	10 giorni lavorativi	28.763	4,86	1,04%	254
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione entro i 40 kW e distanza massima di 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	5 giorni lavorativi	15.470	2,87	1,19%	122
Esecuzione di lavori semplici per connessioni temporanee con potenza disponibile prima e dopo l'attivazione oltre i 40 kW e/o distanza massima superiore a 20 m dagli impianti di rete permanenti esistenti	10 giorni lavorativi	2.074	4,59	0,29%	7

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	30 giorni lavorativi	10.916	21,91	1,75%	199
Esecuzione di lavori semplici	20 giorni lavorativi	287	10,51	1,70%	6
Esecuzione di lavori complessi	50 giorni lavorativi	1.452	22,50	2,18%	3
Attivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	1.647	3,18	2,04%	35
Disattivazione della fornitura	7 giorni lavorativi	1.864	5,26	3,18%	58
Riattivazione per morosità	1 giorno feriale	1.465	0,85	4,62%	63
Fascia di puntualità per appuntamenti posticipati con il cliente	2 ore	1.220	0,00	0,16%	2
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	264	12,04	7,94%	27
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	25	9,32	0,63%	3
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	45	17,96	2,98%	6
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	0	0,00	0,00%	0

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.76

Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle nuove connessioni permanenti ordinarie dei clienti in bassa tensione nel 2016

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

TAV. 2.77

Standard specifici di qualità commerciale riferiti alle connessioni temporanee dei clienti non domestici in bassa tensione nel 2016

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

TAV. 2.78

Standard specifici di qualità commerciale per i clienti in media tensione nel 2016

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

TAV. 2.79

Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in bassa tensione nel 2016
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	576	10,74	4,65%	27
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	250	5,41	1,87%	6
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	58	15,34	1,00%	1
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	267	76,68	16,91%	74

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 2.80

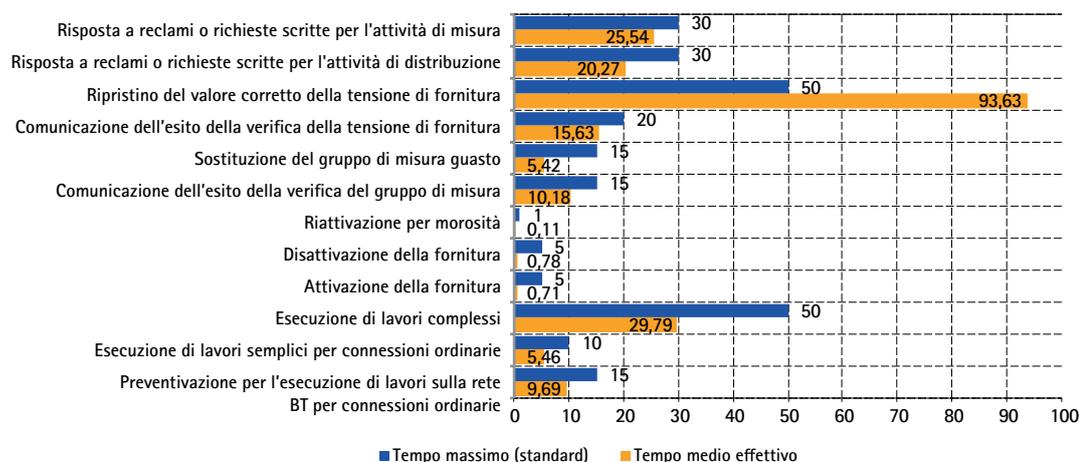
Standard specifici di qualità commerciale per i produttori in media tensione nel 2016
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	15 giorni lavorativi	71	12,96	5,06%	6
Sostituzione del gruppo di misura guasto	15 giorni lavorativi	23	5,65	1,88%	3
Comunicazione dell'esito della verifica della tensione di fornitura	20 giorni lavorativi	4	18,50	0,00%	0
Ripristino del valore corretto della tensione di fornitura	50 giorni lavorativi	3	26,33	0,00%	2

Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Per le risposte motivate a reclami scritti e le richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e misura non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per queste prestazioni sono fissati standard generali di qualità che permettono di monitorare l'andamento della qualità commerciale ed individuare tempestivamente eventuali profili di criticità.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2016 per categoria di utenza (Figg. da 2.35 a 2.41), si può osservare che, con esclusione del ripristino del valore corretto della tensione di fornitura per i clienti in bassa tensione e per i produttori in bassa tensione, il tempo medio effettivo è migliore del tempo massimo fissato dall'Autorità per ogni altra tipologia di prestazione e utenza.

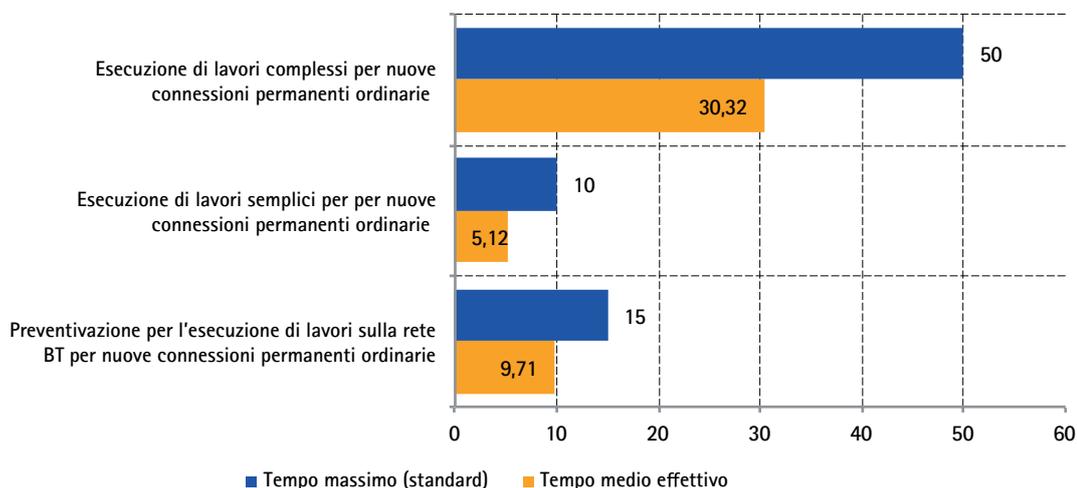


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.35

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti domestici in bassa tensione nel 2016

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

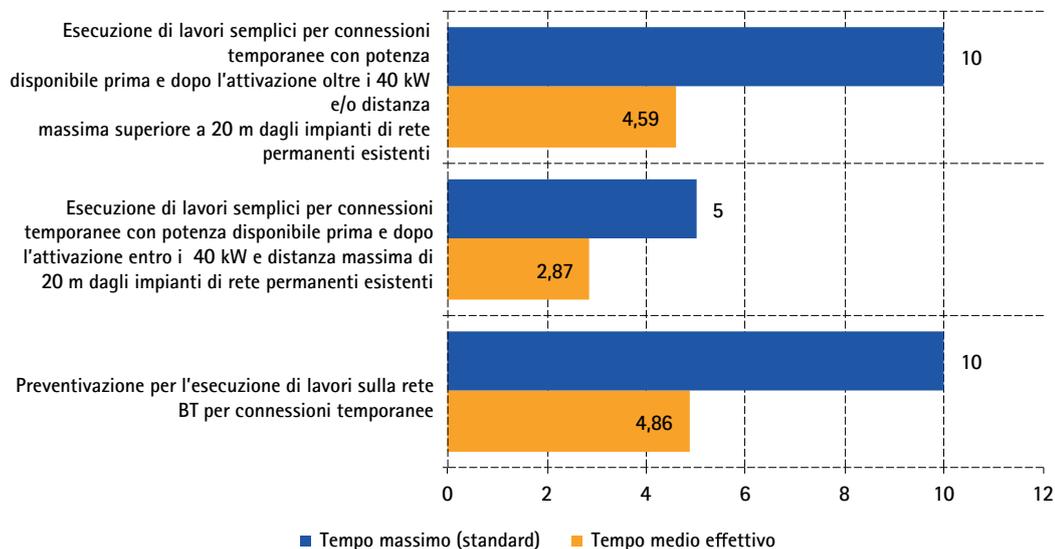


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.36

Standard di qualità commerciale per nuove connessioni permanenti ordinarie e tempi medi effettivi per i clienti in bassa tensione nel 2016

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.37

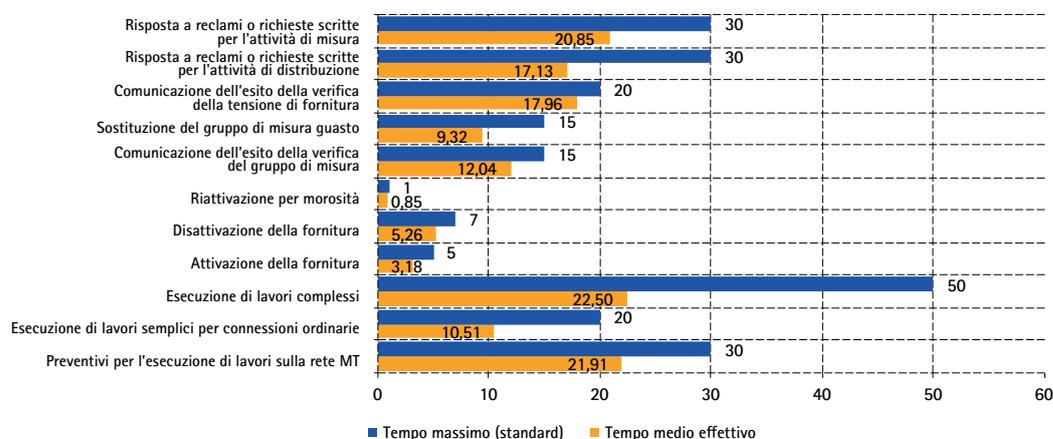
Standard di qualità commerciale per connessioni temporanee e tempi medi effettivi per i clienti non domestici in bassa tensione nel 2016

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

FIG. 2.38

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i clienti in media tensione nel 2016

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

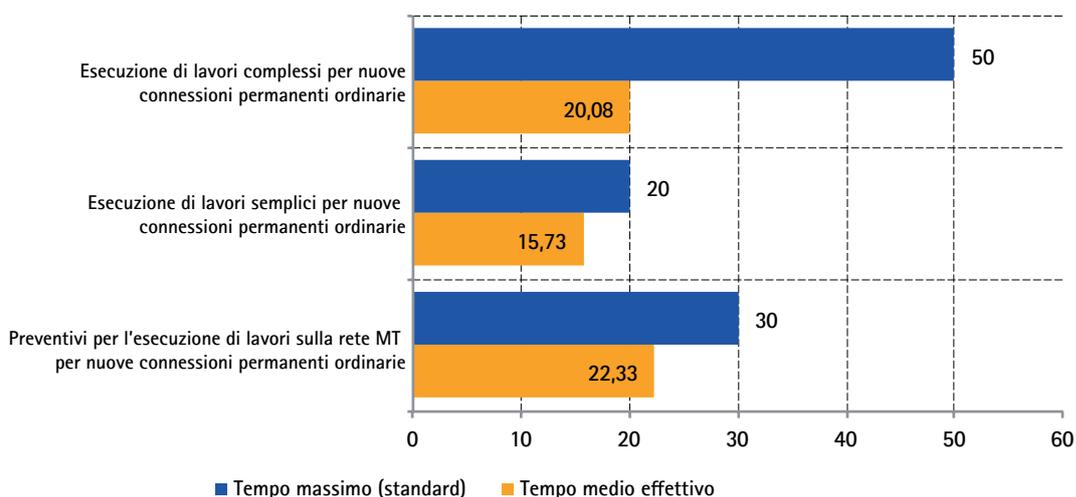


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.39

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per nuove connessioni permanenti ordinarie per i clienti in media tensione nel 2016

Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

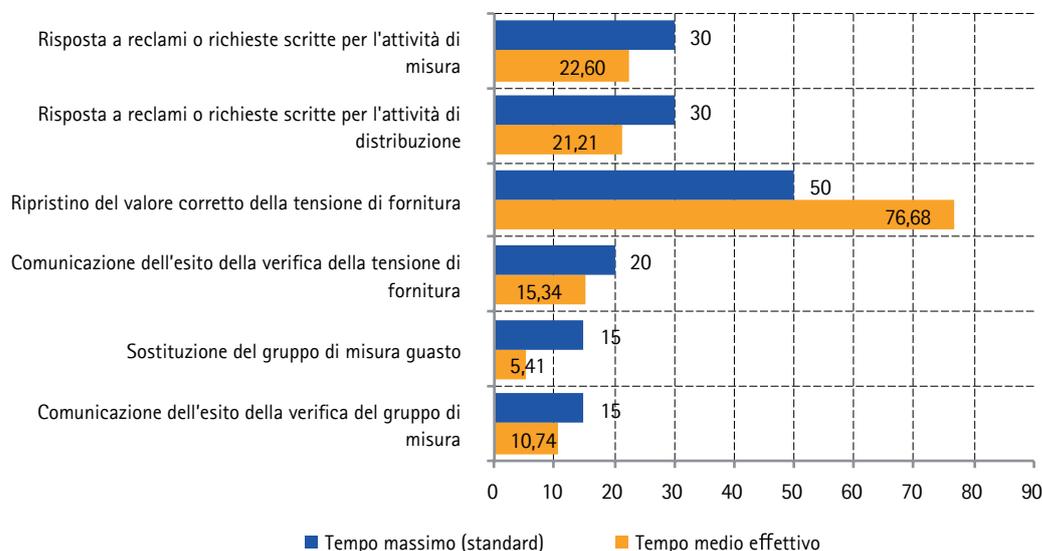


Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.40

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in bassa tensione nel 2016

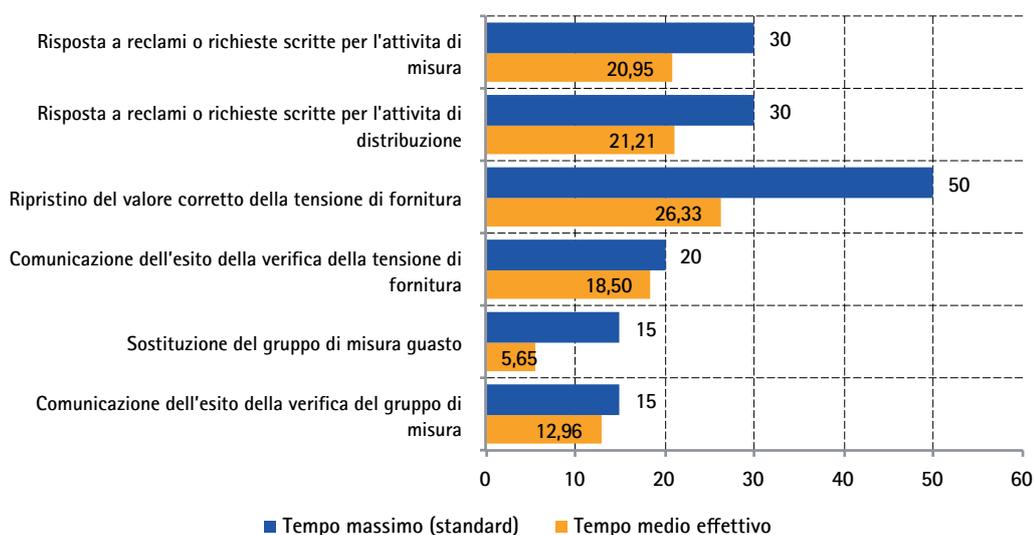
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 2.41

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi per i produttori in media tensione nel 2016
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori



Fonte: Comunicazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale* (TIQV)³⁵, che prevede che il venditore sia l'interfaccia unica per i clienti finali, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due standard specifici (aggiornati nell'anno 2016) in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura e richiesta di altri dati tecnici).

Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di non rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, è previsto un indennizzo automatico che il distributore deve versare al venditore. La tavola 2.81 illustra il numero di richieste, i tempi medi effettivi, la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard e il numero di indennizzi corrisposti ai venditori dai distributori registrati nell'anno 2016.

Esaminando le prestazioni, si osserva che:

- per la richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura, il tempo medio effettivo e la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard specifico sono migliori di quelli del 2015 (il numero di prestazioni è in linea con quello del 2015); il numero di indennizzi pagati nel 2016 è inferiore al numero di indennizzi pagati nel 2015;
- per la richiesta di dati tecnici senza la lettura del gruppo di misura (altri dati tecnici), il tempo medio effettivo è in linea con quello del 2015, mentre la percentuale di casi di mancato rispetto dello standard specifico è peggiore rispetto a quella del 2015; è inoltre da osservare come nel 2016 il numero complessivo di prestazioni sia inferiore a quello del 2015, mentre il numero di indennizzi pagati nel 2016 è superiore al numero di indennizzi pagati nel 2015.

PRESTAZIONE	STANDARD	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	% DI MANCATO RISPETTO DELLO STANDARD	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	5.103	6,48	2,26%	113
Richiesta di altri dati tecnici	15 giorni lavorativi	55.515	11,18	4,74%	2.263

Fonte: Dichiarazioni dei distributori all'AEEGSI.

TAV. 2.81

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori nel 2016
Imprese elettriche con più di 5.000 tra clienti finali e produttori

³⁵ Allegato A alla delibera 21 luglio 2016, 413/2016/R/com.

3.

Struttura, prezzi e qualità
nel settore gas

Domanda e offerta di gas naturale

Nel 2016 si è assistito a un rafforzamento della ripresa economica: il PIL ha registrato un aumento dello 0,9% rispetto al 2015 e l'indice Istat della produzione industriale ha messo a segno un incremento dell'1,6%.

Il dettaglio settoriale dell'indice della produzione industriale evidenzia che i comparti manifatturieri più cresciuti rispetto al 2015 sono: la fabbricazione dei mezzi di trasporto (+5,1%), la metallurgia e la fabbricazione di macchinari e attrezzature (+3,6% per entrambi), nonché l'elettronica (+3,3%). I settori maggiormente gas *intensive* hanno evidenziato risultati differenziati: è nettamente cresciuta, come si è appena visto, la metallurgia; la fabbricazione di plastiche e la lavorazione di minerali non metalliferi sono aumentate del 2,1%; un incremento dell'1,4% si è avuto nella fabbricazione di prodotti chimici; mentre le produzioni di legno, carta e stampa sono diminuite dello 0,9%.

Sotto il profilo climatico, invece, il 2016 è stato simile al 2015, che

era stato più caldo della norma.

Nel 2016 il consumo interno lordo di gas naturale (che comprende consumi e perdite di sistema), secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, è aumentato di circa 3,4 miliardi di metri cubi, risalendo a 70,9 G(m³) dai 67,5 G(m³) del 2015. In termini percentuali, il consumo lordo è cresciuto del 5% rispetto al 2015.

Coerentemente agli andamenti economici sopra accennati, nel 2016 i consumi industriali hanno registrato una netta risalita, pari al 7,3%. Una crescita ancor più elevata, pari all'8,4%, si è avuta anche nei consumi della generazione termoelettrica, favorita nell'ultimo trimestre dell'anno anche dalla temporanea indisponibilità di circa un terzo delle centrali nucleari francesi (in gran parte chiuse per test di sicurezza ordinati dall'Autorità francese di vigilanza sulla sicurezza del nucleare), fatto che ha ridotto le importazioni di energia elettrica dalla Francia. Più contenuto, invece, è risultato l'aumento

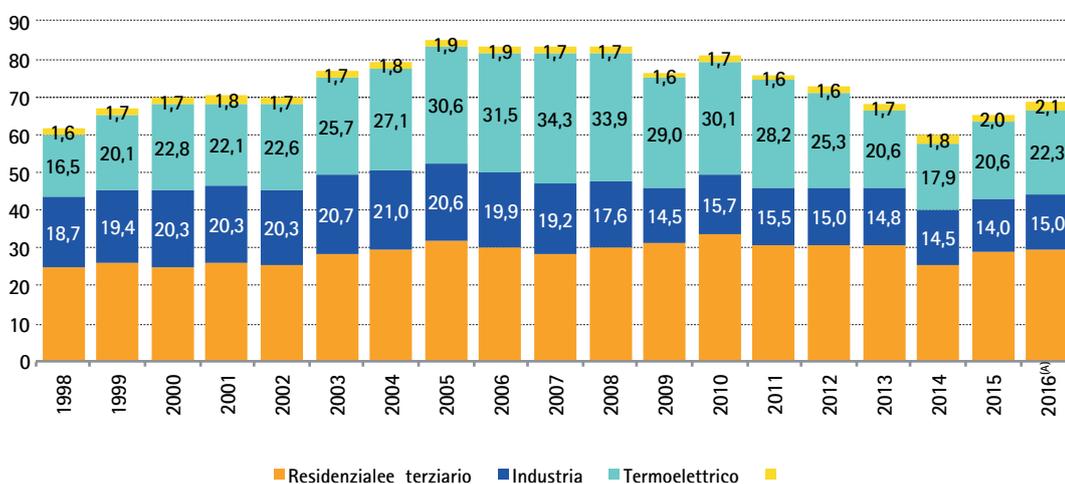


FIG. 3.1

Consumi di gas naturale per settore
G(m³); valori al netto dei consumi e perdite di sistema

(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

dei consumi civili (residenziale e terziario) che rispetto al 2015 sono cresciuti dell'1,7%. Meno significativo rispetto agli anni più recenti (4,2%) è stato, viceversa, l'incremento degli "altri usi", che contengono in particolare quelli per autotrazione. Questi ultimi hanno registrato una lieve caduta (-0,8%), la prima dopo anni di continui aumenti spinti soprattutto dalle incentivazioni delle auto a metano. Il 2016 quindi si configura come il secondo anno consecutivo di recupero della domanda finale che è tornata sui livelli del 2013 ed ha raggiunto l'80% del punto di massimo, toccato nel 2005.

La crescita della domanda finale è stata accompagnata da un adeguato aumento delle importazioni nette (6,6%). I volumi di gas importato dall'estero sono, infatti, cresciuti di 4 G(m³) rispetto al 2015, raggiungendo 65,3 G(m³); al contrario, le esportazioni si sono ridotte di 9 M(m³). Continua, invece, il trend di riduzione della produzione nazionale (-14,6%), particolarmente rilevante nell'ultimo anno. Nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati superiori alle immissioni; pertanto i volumi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 58 M(m³) più bassi dei quantitativi di inizio anno. Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore netto dei consumi nazionali nel 2016 è risultato pari a 68,9 G(m³), un valore del 5,1% più alto del 2015.

Poiché, come si è visto, l'aumento della domanda interna è stato soddisfatto da maggiori importazioni, il livello di dipendenza dall'estero, misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo, è ulteriormente salito al 92,1%, il valore più alto registrato finora.

Il bilancio degli operatori (Tav. 3.1) è redatto tradizionalmente riaggregando i dati che le singole imprese hanno fornito nell'Indagine annuale sui settori regolati in base al gruppo di appartenenza dichiarato presso l'Anagrafica operatori, ai sensi della delibera 23 giugno 2008, GOP 35/08. Nel caso in cui un'impresa dichiara di non appartenere ad alcun gruppo societario, viene considerata come gruppo a sé. I gruppi sono stati attribuiti alle diverse classi in base al valore degli impieghi, cioè la somma dei quantitativi relativi agli autoconsumi, alle vendite effettuate all'ingrosso e a quelle realizzate nel mercato al dettaglio, comprese le vendite a soggetti appartenenti allo stesso gruppo societario. Le elaborazioni dei dati raccolti devono intendersi come provvisorie.

Come nell'anno precedente, nel 2016 i gruppi principali sono stati Eni, Engie, Edison ed Enel, i cui impieghi sono risultati, rispettivamente, pari a 60,9 G(m³), 36,2 G(m³), 26,7 G(m³) e 24,4 G(m³); sono in aumento, dunque, rispetto al 2015 gli impieghi di tutti i gruppi

principali a eccezione di Engie. Nella classe con impieghi compresi tra 10 e 15 G(m³), è rimasto unicamente Royal Dutch Shell con impieghi pari a 10,3 G(m³), ancora in diminuzione rispetto al 2015.

Nella classe dei gruppi i cui impieghi sono compresi tra 2 e 10 G(m³), sono presenti 13 gruppi con vendite e autoconsumi che passano dai 6,3 G(m³) di A2A, in crescita rispetto all'anno precedente quando aveva impieghi pari a 4,1 G(m³), ai 2,0 G(m³) di Estra che l'anno scorso ricadeva nella classe dei gruppi con impieghi compresi tra 1 e 2 G(m³). Oltre ai due gruppi citati, sono presenti in questa classe: Duferco Participations Holding SA-Spelugues Investments SA, Axpo Group, Hera, ENOI, Roma Gas & Power, Gunvor International B.V., E.On, Iren, Innowatio, Koch Supply & Trading ed EdF. I nuovi gruppi entrati in questa classe, dal 2016, sono Innowatio, EdF ed Estra che nell'anno precedente avevano impieghi compresi tra 1 e 2 G(m³). Nella classe dei gruppi con impieghi compresi tra 1 e 2 G(m³) ci sono 20 gruppi con impieghi che passano dai quasi 2 G(m³) di Vng Italia a poco più di 1 G(m³) di Alpiq AG.

Sono, invece, 65 i gruppi della classe con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m³) i cui volumi di vendita (inclusi gli autoconsumi) passano dai 985,8 G(m³) del maggiore ai 104,5 G(m³) del più piccolo, mentre nell'ultima classe ricadono 314 gruppi con impieghi che passano da 96,2 G(m³) del più grande alle poche centinaia di metri cubi del più piccolo.

Come già rilevato negli anni passati e come si spiegherà più diffusamente nel corso di questo Capitolo, continuano, dunque, a registrarsi nuovi ingressi nel mercato. Questo aspetto, unito alla mobilità dei gruppi tra le diverse classi (specialmente tra le più piccole), nonché al fatto che non sono sempre esattamente gli stessi soggetti a partecipare alla rilevazione, determina ogni anno una connotazione delle classi che risulta diversa rispetto a quella degli anni precedenti. Per quello che riguarda la coltivazione di gas naturale, la stessa è quasi tutta nella disponibilità del gruppo Eni, fatta eccezione per Royal Dutch Shell, Edison e alcuni piccoli altri piccoli coltivatori.

Le importazioni appaiono in ulteriore aumento rispetto all'anno precedente, con volumi significativi di gas importato specialmente nelle classi degli operatori di più grande dimensione; da notare come nei gruppi di più piccola dimensione la quota di gas acquistata direttamente da Eni sia, rispettivamente, pari a 9,5% e 8,6% (l'anno scorso i due valori erano pari a 15,7% e 10,5%) a dimostrazione di un mercato particolarmente dinamico dove ci si approvvigiona non più solo dall'operatore principale. A riprova, il gas acquistato sul territorio nazionale che aveva come controparte l'operatore principale nel

TAV. 3.1

Bilancio del gas naturale
2016G(m³); valori riferiti ai gruppi
industriali

	GRUPPO ENI	15-45 G(m ³)	10-15 G(m ³)	2-10 G(m ³)	1-2 G(m ³)	0,1-1 G(m ³)	< 0,1 G(m ³)	TOTALE
Produzione nazionale netta	4,5	0,4	0,5	-	0,0	0,1	0,1	5,6
Importazioni nette ^(A)	33,2	21,9	0,5	4,4	1,7	1,4	0,1	63,2
Variazioni scorte	0,6	0,1	0,2	-1,2	-0,2	0,3	0,0	-0,2
Stoccaggi al 31 dicembre 2015	2,1	1,5	0,6	2,7	0,9	0,8	0,0	8,7
Stoccaggi al 31 dicembre 2016	1,4	1,4	0,5	3,9	1,2	0,5	0,0	8,9
Acquisti sul territorio nazionale	24,4	65,0	8,9	46,9	29,1	19,8	4,9	199,0
da Eni	19,0	8,1	1,8	7,0	4,0	2,1	0,4	42,3
da altri operatori	5,4	56,9	7,1	40,0	25,1	17,7	4,5	156,7
Acquisti in Borsa	0,1	0,0	0,3	0,7	0,2	0,4	0,1	1,8
Cessioni ad altri operatori nazionali	42,4	65,0	8,6	38,6	26,3	10,3	0,9	192,1
– di cui vendite al PSV	39,0	49,8	8,2	30,8	20,8	5,5	0,4	154,6
Vendite in Borsa	0,3	1,0	0,3	0,9	0,4	0,5	0,0	3,4
Trasferimenti netti	-1,4	0,6	0,1	0,1	0,3	0,0	0,1	-0,2
Consumi e perdite ^(B)	0,5	0,6	0,1	0,4	0,2	0,2	0,0	2,0
Autoconsumi	5,9	4,4	0,1	2,1	0,2	1,1	0,2	14,1
Vendite finali	12,3	17,0	1,2	9,0	4,0	10,1	4,0	57,5
– di cui a clienti finali collegati	0,7	7,2	0,0	0,6	2,4	1,1	0,2	12,1
Al mercato libero	8,9	15,5	1,2	7,2	3,6	8,3	3,1	47,8
Al mercato tutelato	3,4	1,3	-	1,8	0,4	1,8	1,0	9,6
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	0,0	0,1	-	0,0	-	-	-	0,2
Vendite finali per settore ^(C)	12,3	16,8	1,2	9,0	4,0	10,1	4,0	57,4
Domestico	3,7	3,5	-	2,7	0,5	2,7	1,5	14,5
Condominio uso domestico	0,3	0,1	-	0,5	0,0	0,8	0,7	2,5
Commercio e servizi	1,7	0,7	0,0	1,4	0,4	2,1	0,9	7,3
Industria	5,5	5,4	1,2	2,2	0,7	3,1	0,8	18,7
Generazione elettrica	0,8	7,1	-	1,8	2,4	0,9	0,1	13,1
Attività di servizio pubblico	0,3	0,1	-	0,3	0,0	0,5	0,1	1,3

(A) Le importazioni sono al netto delle esportazioni.

(B) Consumi e perdite stimati in base alla produzione, all'importazione, allo stoccaggio e agli acquisti interni (inclusi gli acquisti in Borsa).

(C) Non sono incluse le vendite per forniture di ultima istanza e *default* in quanto non disponibili per settore di consumo.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

2016 è risultato pari al 21,3% contro il 23,4% dell'anno precedente. Le vendite al mercato all'ingrosso, incluse quelle in Borsa, risultano anche per il 2016 particolarmente significative, arrivando a coprire il 73,2% dei volumi venduti e autoconsumati; tali vendite risultano elevate in tutti i gruppi a eccezione dei gruppi con vendite inferiori a 0,1 G(m³), dove la stessa quota è appena pari al 17,6% (nel 2015 il gas destinato al mercato all'ingrosso da questa classe di operatori era pari al 16%). Il dato, tuttavia, non stupisce in quanto in questa classe, come noto, sono raggruppati i soggetti concentrati nella vendita al dettaglio.

Rispetto al 2015 è cresciuto ulteriormente anche il valore delle vendite al Punto di scambio virtuale (PSV) che ammontano a 154,6 G(m³), mentre nel 2015 erano pari a 133,9 G(m³) rappresentando, rispettivamente, il 79,1% e il 75,4% delle vendite all'ingrosso. La quota di vendite al PSV è particolarmente elevata in tutti i gruppi (nel gruppo Eni è pari al 91,3%), sebbene sia pari al 45,7% nella classe con impieghi sotto gli 0,1 G(m³).

Nel 2016 la quota degli autoconsumi sul totale degli impieghi è del 5,3%, risultando particolarmente rilevante per i gruppi che dispongono di impianti di produzione di energia elettrica, compresi quelli

di dimensioni più piccole dove sono presenti diversi produttori di energia elettrica. Se agli autoconsumi si sommano le vendite a clienti finali collegati societariamente, è possibile notare come il gas riservato al proprio fabbisogno nell'ambito di ciascun gruppo sia sempre significativo e pari al 9,8% (10,1% lo scorso anno). Eni destina il 10,8% del gas complessivamente venduto e autoconsumato al proprio fabbisogno, mentre i gruppi che gli riservano la quota maggiore sono quelli più grandi con impieghi compresi tra 15 e 45 G(m³) e quelli con impieghi compresi tra 0,1 e 1 G(m³) con quote pari a 13,3% e 10,0%.

Le vendite al mercato finale, dove 0,2 G(m³) sono stati destinati alle forniture di ultima istanza e di *default*, hanno rappresentato anche nel 2016 il 21,5% del gas impiegato; per i piccolissimi gruppi della classe inferiore a 100 M(m³), tuttavia, questa quota è pari al 77,9%,

mentre per i gruppi della classe 0,1-1 G(m³) tali vendite equivalgono al 45,9% del gas impiegato. La quota di gas destinata al mercato tutelato ha rappresentato nel 2016 il 16,6% delle vendite complessive al mercato finale (contro il 19,2% dell'anno precedente); per Eni la quota di gas destinata al mercato tutelato è stata pari al 27,3%, mentre per gli operatori della classe più piccola pari al 23,6%. Appartengono, infatti, a questa classe gli operatori le cui vendite al settore civile (domestico, condomini, attività di servizio pubblico e commercio e servizi) sono particolarmente elevate dato che raggiungono il 79% delle vendite finali, a conferma del fatto che gli operatori più piccoli tendono ad avere un mercato limitato ai clienti del territorio storico di vendita, nel caso di soggetti che esistevano ancora prima della liberalizzazione, o ad affacciarsi sul mercato, nel caso di soggetti nuovi, servendo i clienti di più piccola dimensione.

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di gas

Produzione nazionale

Secondo i dati pre-consuntivi pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico nel bilancio gas, nel 2016 la produzione nazionale si è attestata a 5.785 M(m³), in calo del 14,6% rispetto al 2015. Poiché il fabbisogno interno lordo è al contempo cresciuto del 5%, il tasso di copertura è sceso all'8% dal 10% registrato lo scorso anno.

Secondo i dati pubblicati dalla Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche del Ministero dello sviluppo economico, riprodotti nella figura 3.2, nel 2016 sono stati complessivamente estratti 6.021 M(m³) di gas naturale: 4.267 M(m³) dal mare e 1.754 M(m³) dai campi di produzione nazionale situati in terraferma. Il calo produttivo,

secondo questa fonte, è quantificabile in un -12,4% rispetto al 2015. Diversamente dagli anni precedenti, il calo più vistoso si è realizzato nei giacimenti a terra che hanno perso un quarto della produzione dell'anno scorso, mentre le coltivazioni in mare hanno estratto solo il 5,7% di gas in meno rispetto al 2015. Per effetto di questi movimenti, la quota di gas estratta da giacimenti in terraferma è scesa al 29%, mentre la coltivazione in mare nel 2016 ha rappresentato il 71% dell'intera produzione nazionale.

La Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche valuta le riserve certe di gas al 31 dicembre 2016 in 38,1 G(m³) e quelle probabili in 53,7 G(m³) (Fig. 3.3). Rispetto ai dati valutati al 31 dicembre 2015, le riserve certe risultano diminuite del 22,4%, quelle probabili in

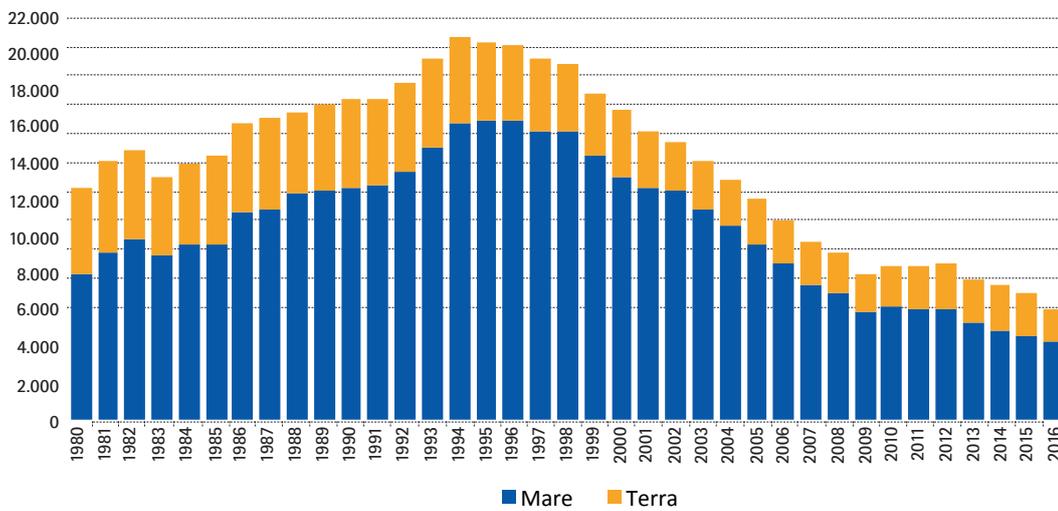


FIG. 3.2

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1980
M(m³)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

aumento del 2,5%, stabili quelle possibili¹. La parte più rilevante delle riserve certe, il 52,3%, si trova in mare, mentre il restante 47,7% è localizzato in terraferma (quasi interamente al Sud). Al ritmo di estrazione medio degli ultimi cinque anni e contando solo sulle riserve certe, la produzione di gas naturale si esaurirebbe in circa cinque anni, sebbene parte delle riserve oggi giudicate

soltanto probabili o possibili potrebbero trasformarsi in riserve certe, grazie all'intervento di nuove tecnologie e/o di nuovi investimenti.

In base ai dati raccolti nella consueta Indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, nel 2016 sono stati estratti complessivamente 5.551 M(m³) da 21 imprese (lo stesso numero del 2015), riunite in 16 gruppi

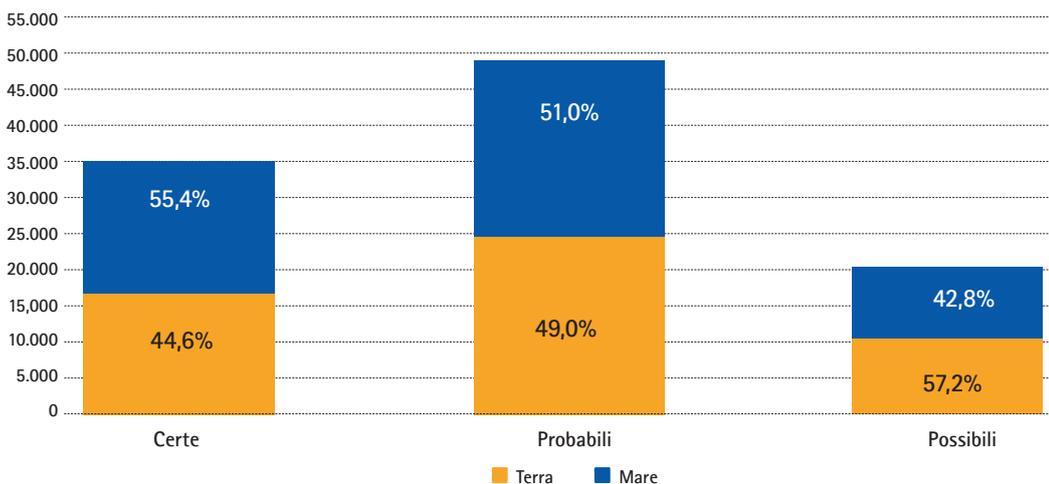


FIG. 3.3

Risorse stimate di gas naturale in Italia al 31 dicembre 2016
M(m³)

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

¹ Le riserve di gas sono quantità stimate che vengono definite, secondo la classificazione internazionale, "certe", "probabili" o "possibili" in base al livello di probabilità di venire commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento della loro valutazione. In particolare, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, vengono definite riserve "certe" quando tale probabilità è superiore al 90%, "probabili" quando il grado di probabilità è superiore al 50% e "possibili" quando è minore del 50%.

TAV. 3.2

Produzione di gas naturale in Italia nel 2016
M(m³)

RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA
Eni	4.525	81,5%
Royal Dutch Shell	462	8,3%
Edison	391	7,0%
Gas Plus	108	2,0%
Altri	64	1,2%
TOTALE	5.551	100,0%
PRODUZIONE (Ministero dello sviluppo economico)	6.021	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

societari². Poiché lo scorso anno la produzione era stata di 7.465 M(m³), nel 2016 il calo nei dati raccolti dall'Indagine è stato del 25,6%. L'81,5% circa di tutta la produzione nazionale è estratto dalle società del gruppo Eni, l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell, che ha l'8,3%. La quota di quest'ultimo – diversamente dagli anni più recenti – è diminuita rispetto allo scorso anno, anche perché la produzione per questo gruppo si è ridotta del 34%, più della media. Viceversa, è lievemente cresciuta la produzione del gruppo Edison: 391 M(m³) nel 2016 contro i 357 M(m³) del 2015. Perciò la quota del gruppo è salita dal 4,8% al 7%. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota del 2%.

Importazioni

Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2016 l'Italia ha importato 65.283 M(m³), vale a dire 4.017 M(m³) in più del 2015. Le esportazioni, al contrario, sono lievemente diminuite da 221 a 212 M(m³). Per questo le importazioni nette hanno registrato un tasso di crescita uguale a quello delle importazioni lorde, pari al 6,6%, e sono risalite a 65.071 M(m³) dai 61.045 M(m³) del 2015. Nel corso dell'anno, inoltre, un quantitativo relativamente contenuto di gas, 58 M(m³), è stato prelevato dagli stoccaggi per soddisfare la domanda finale. Poiché la produzione nazionale è scesa, come si è appena visto, a 5.785 M(m³), i

quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2016 (Fig. 3.4) sono valutabili in 70.914 M(m³), cinque punti percentuali al di sopra di quelli del 2015. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è ovviamente cresciuto, toccando il 92,1% dal precedente 90,7%.

La figura 3.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per Paese di provenienza del gas³. Rispetto al 2015 sono diminuite le importazioni provenienti dalla Libia (-32%) e dal Nord Europa (-60% dalla Norvegia, -55% dall'Olanda e -2% dalla Russia), mentre sono fortemente risalite quelle che giungono dall'Algeria (+150%) e un piccolo incremento (+1%) si è avuto anche dal Qatar. Nel 2016 le esportazioni di gas dall'Algeria verso l'Italia sono quasi triplete: dai 7.642 M(m³) del 2015, sono balzate infatti a 19.073 M(m³). Le esportazioni algerine via tubo in Italia, dopo alcuni anni di crollo iniziati dalla primavera 2013, hanno ripreso a crescere fin dall'ultimo trimestre del 2015 grazie al graduale ritorno in funzione dei giacimenti che erano stati danneggiati in quel territorio. Nel 2016, come si è visto, sono tornate su livelli paragonabili a quelli del 2012, crescendo a un ritmo che si è confermato anche nei primi mesi del 2017.

Negli ultimi anni sono stati rinegoziati diversi contratti di approvvigionamento di gas a lungo termine, cosa che ha permesso di ottenere maggiore flessibilità nei volumi e dinamiche di prezzo più allineate alle condizioni di mercato che sono fortemente cambiate rispetto al periodo pre-crisi. Nei contratti attuali sono maggiormente presenti formule di prezzo che contengono indicizzazioni anche agli andamenti degli *hub*.

2 Come succede da qualche anno a questa parte, il dato complessivo risulta leggermente superiore a quello di fonte ministeriale, ma anche qui possono valere le considerazioni circa il potere calorifico utilizzato nella stima dei dati.

3 Le importazioni sono suddivise per Paese di provenienza fisica del gas e non contrattuale. Anche il gas importato in regime di *swap* è contabilizzato in funzione dell'origine fisica del gas stesso.

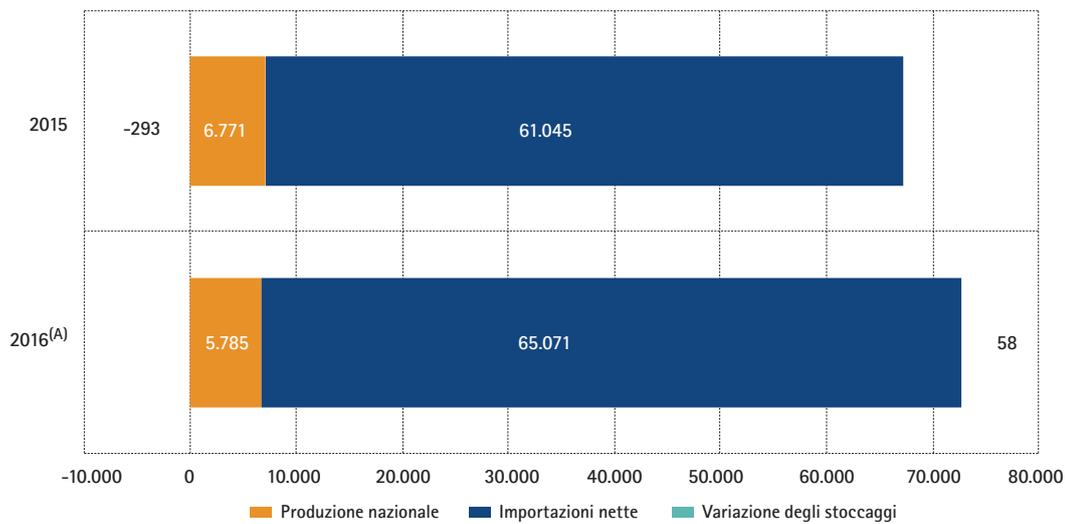


FIG. 3.4

Immissioni in rete negli ultimi due anni
M(m³)

(A) Dati preconsuntivi.
Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

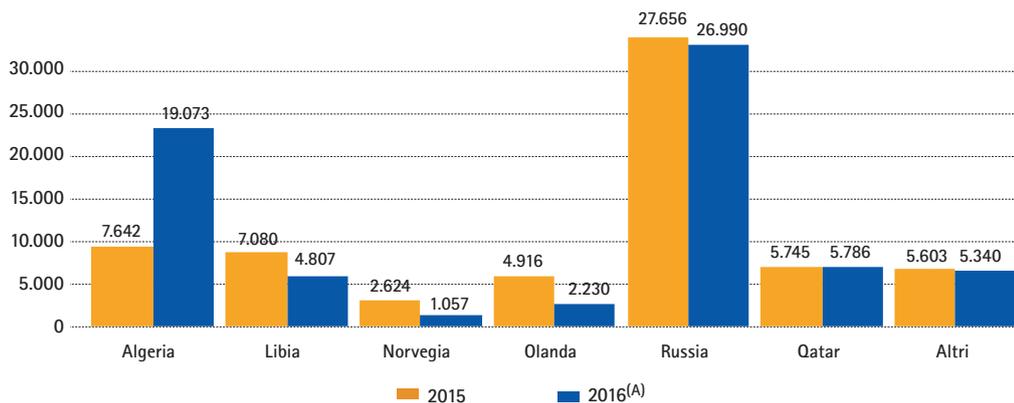


FIG. 3.5

Importazioni lorde di gas negli ultimi due anni secondo la provenienza
M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas

(A) Dati preconsuntivi.
Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Per effetto di queste variazioni, nel 2016 il peso della Russia tra i Paesi che esportano in Italia si è ridotto di quasi quattro punti percentuali, essendo tornato al 41%. La quota dell'Algeria è risalita dal 12% al 29%, seguita dal 9% del Qatar che quest'anno ha superato la Libia, scesa dal 12% al 7%. L'8% delle importazioni italiane del 2016 è arrivato dall'insieme degli altri Paesi. Sempre più ridotta, infine, è l'incidenza di Norvegia e Olanda che insieme contano per il 5% (contro il 12% del 2015).

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori

regolati dell'Autorità, nel 2016 sono stati importati in Italia 63,5 G(m³), 3,9 in più rispetto al 2015⁴. L'aumento è stato, quindi, del 6,5%, praticamente lo stesso di quello valutato nei dati del Ministero dello sviluppo economico⁵. Il 5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 3,2 G(m³) circa, è stato acquistato presso le Borse europee (Tav. 3.3).

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2016, pari a 33,4 G(m³), sono risultati del 4,2% superiori a quelli del 2015.

⁴ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

⁵ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, in parte, dal numero di imprese che rispondono all'Indagine annuale dell'Autorità e, in parte, da discordanze nella classificazione dei dati di importazione. In altre parole, è probabile che alcuni quantitativi che il ministero classifica come importazioni, nell'Indagine dell'Autorità vengano considerati come "Acquisti alla frontiera italiana", in considerazione delle operazioni di sdoganamento.

L'aumento delle importazioni di Eni, inferiore a quello registrato dal totale delle importazioni nazionali, ha fatto scendere la quota di mercato della società al 52,7% (51,2% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 53,8% evidenziato nel 2015. Si tratta della seconda riduzione consecutiva dal 2010, quando – grazie all'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164⁶ – la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%. Da allora, scaduti gli effetti del provvedimento legislativo, tale quota era costantemente cresciuta fino al 2014, anno in cui ha raggiunto il 56,5%.

Molto più elevata è stata la crescita delle importazioni di Edison (+16,3%), seconda in classifica, che ha approvvigionato 2 G(m³) in più rispetto al 2015. Pertanto, la sua quota nel mercato dell'importazione è salita al 23,1% e la distanza da Eni si è ridotta di tre punti percentuali rispetto a quella dell'anno precedente. Una buon incremento si è avuto anche nelle importazioni di Enel Trade, passate da 6,7 a 7,2 G(m³) nel 2016. Quindi, Enel Trade è rimasta al terzo posto con una quota dell'11,4%. Come nel 2015, anche nel 2016 la quarta posizione nella classifica degli importatori è occupata da ENOI, i cui quantitativi importati, tuttavia, rappresentano un decimo di quelli di Enel Trade, cioè del terzo importatore. La quota di ENOI, infatti, precipita all'1,2%.

Il panorama degli importatori dalla quarta posizione in classifica in giù mostra una certa vivacità e variazioni di posizione in qualche caso notevoli, ma i bassi quantitativi coinvolti rendono gli spostamenti più frequenti: sono cioè sufficienti movimenti anche piccoli nei quantitativi approvvigionati per registrare tassi di variazione relativamente grandi e, di conseguenza, ampi spostamenti nelle posizioni della classifica. Da notare, comunque, il forte incremento dei volumi approvvigionati da diverse imprese rispetto al 2015, tra le quali ne spiccano tre: Premiumgas (+729%), la *joint venture* del gruppo A2A con la filiale tedesca del gruppo russo Gazprom; Ascotrade (+293%) e Axpo Italia (+285%). Viceversa, ve ne sono

altre che invece hanno ridotto in misura significativa le proprie importazioni: Omv Gas Marketing & Trading GmbH (-41,3%), che è la vecchia Econgass GmbH, Gas Intensive (-31,7%) e 2B Energia (-26,3%), per citare i soggetti con i tassi di riduzione più elevati.

Insieme i primi tre importatori hanno approvvigionato 55,3 dei 63,5 G(m³), cioè l'87,2% del gas entrato nel mercato italiano. Come in passato, inoltre, tale quota è in aumento (era l'86,2% nel 2015) per via dell'incremento delle quote di Edison e di Enel Trade non compensato dall'abbassamento della quota di Eni.

L'analisi delle *Annual Contract Quantity* pattuite nei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2016 secondo la durata intera (Fig. 3.6) evidenzia una struttura piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è infatti pari al 79,7% e risulta in aumento rispetto allo scorso anno (era il 76%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è diminuita (8,6% contro 11,7% nel 2015), mentre quella dei contratti di media durata (5-20 anni) si è ancora un pochino ridotta rispetto allo scorso anno (11,7% al posto del 12,3% del 2015), quando si era dimezzata (era al 24,1% nel 2014). Le *Annual Contract Quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura risultano di anno in anno complessivamente più basse, mentre nel 2016 i volumi contrattati sono complessivamente risaliti a circa 86 G(m³). Inoltre, l'incidenza delle importazioni *spot*⁷, quelle cioè con durata inferiore all'anno, nel 2016 è diminuita al 6,4%, contro il 9,2% del 2015.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2016 (Fig. 3.7) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando di anno in anno: il 58,9% dei contratti (56,2% nel 2015) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 42,2% di essi (35,8% nel 2015) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Il 34,5% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni (35,8% nel 2015).

⁶ Il decreto ha previsto, tra le altre misure, l'imposizione di tetti massimi per le importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010), con l'obiettivo di determinare le condizioni per l'ingresso sul mercato di gas importato da soggetti diversi da Eni e dagli altri due soggetti storicamente presenti, sia pure con quote modeste, nell'importazione di gas.

⁷ Vale la pena ricordare che questa è stata valutata, come negli anni passati, escludendo le *Annual Contract Quantity* di contratti *spot* che non hanno dato origine a importazioni in Italia, in quanto il gas è stato rivenduto direttamente all'estero dall'operatore, attivo in Italia, che l'ha acquistato.

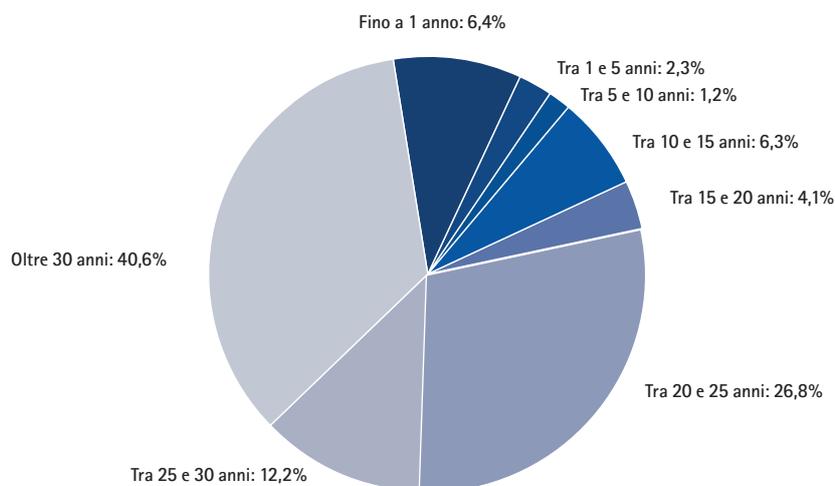
RAGIONE SOCIALE	QUANTITÀ	QUOTA	POSIZIONE NEL 2015
Eni	33.434	52,7%	1°
Edison	14.666	23,1%	2°
Enel Trade	7.228	11,4%	3°
ENOI	772	1,2%	4°
Axpo Italia	715	1,1%	22°
Dufenergy Trading Sa	563	0,9%	5°
Worldenergy Sa	483	0,8%	15°
Shell Energy Europe Limited	477	0,8%	6°
Premiumgas	458	0,7%	36°
Iren Mercato	392	0,6%	10°
Met International Ag	377	0,6%	16°
Hera Trading	341	0,5%	8°
Ascotrade	318	0,5%	33°
Koch Supply & Trading	284	0,4%	12°
Uniper Global Commodities Se	270	0,4%	11°
A2A Trading	259	0,4%	20°
Linea Più	170	0,3%	31°
2B Energia	163	0,3%	17°
Gas Intensive	150	0,2%	18°
Omv Gas Marketing & Trading Gmbh	149	0,2%	14°
Altri	1.783	2,8%	-
TOTALE	63.452	100%	-
Di cui: Importazioni dalle Borse europee	3.169	5,0%	-
IMPORTAZIONI (Ministero dello sviluppo economico)	65.283	-	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.3

Primi venti importatori di gas in Italia nel 2016

M(m³); importazioni lorde



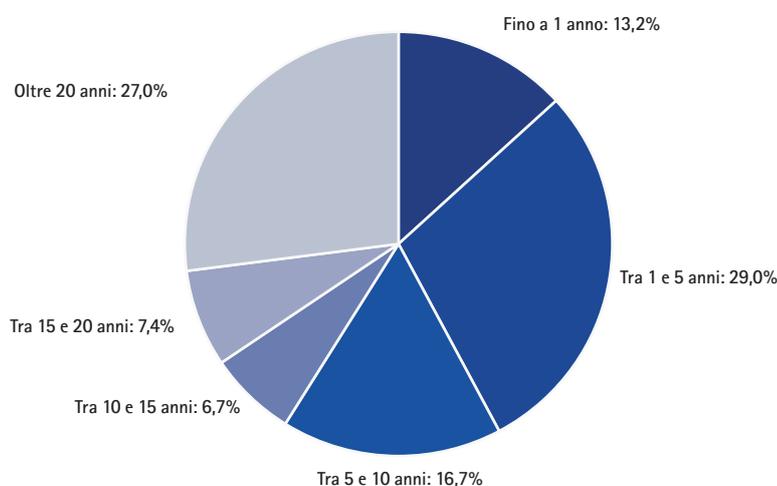
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.6

Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2016, secondo la durata intera

FIG. 3.7

Struttura dei contratti di importazione attivi nel 2016, secondo la durata residua



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Infrastrutture del gas

Trasporto

Nel 2016 l'assetto del trasporto del gas naturale è lievemente cambiato. Le imprese che gestiscono la Rete di trasporto del gas nazionale e regionale sono scese a nove contro le dieci del 2015: tre per la Rete nazionale e otto per la rete regionale (Tav. 3.4).

Dall'1 gennaio 2016, infatti, i gasdotti della rete regionale di trasporto

della società Italcogim Trasporto sono stati riclassificati⁸ come reti di distribuzione e contemporaneamente ceduti a 2i Rete Gas.

Dal 26 settembre 2016 la società Energie (ex Metan Alpi Energia) ha formalizzato la propria scissione parziale proporzionale in favore della società di nuova costituzione Energie Rete Gas, attribuendole la propria rete di trasporto regionale e ogni attività diretta nel settore del trasporto del gas.

TAV. 3.4

Reti delle società di trasporto nel 2016
km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	9.590	22.918	32.508
Società Gasdotti Italia	538	1.054	1.592
Retragas	0	407	407
Energie Rete Gas	0	94	94
Infrastrutture Trasporto Gas	83	0	83
Metanodotto Alpino	0	76	76
GP Infrastrutture Trasporto	0	42	42
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	41	41
Netenergy Service	0	36	36
TOTALE	10.211	24.668	34.879

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

⁸ Dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 3 novembre 2015.

Infine, a partire dall'1 giugno 2016 Gas Plus Trasporto ha cambiato la ragione sociale in GP Infrastrutture Trasporto.

Snam Rete Gas rimane, comunque, il principale operatore di questo segmento della filiera gas. La società possiede il 93,2% delle reti: 32.508 km di rete sui 34.879 km di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è Società Gasdotti Italia, che complessivamente gestisce 1.592 km di rete (il 4,5%), di cui 538 sulla Rete nazionale. Vi sono poi altri sette operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete.

Come ogni anno, il Ministero dello sviluppo economico ha aggiornato la Rete nazionale dei gasdotti e la rete di trasporto regionale⁹.

Le novità introdotte nella Rete nazionale sono dovute alle modifiche

richieste da Snam Rete Gas e dalla Società Gasdotti Italia. La prima ha chiesto l'inserimento del nuovo tratto di gasdotto in progetto "Allacciamento Italgas Storage di Cornegliano Laudense" e ha comunicato l'entrata in esercizio dei tratti "Zimella-Cervignano", "Biccari-Campochiaro", "Minerbio-Poggio Renatico DN 1.200" e "Viggiano-Grumento Nova". Quest'ultimo ha sostituito il tratto "Allacciamento Centro Olio di Monte Alpi" che è stato dismesso.

Società Gasdotti Italia, invece, ha chiesto l'inserimento nella Rete nazionale dei nuovi tratti in progetto "Sarroch-Oriстано-Porto Torres", "Cagliari-Sulcis" e "Codrongianus-Olbia". Società Gasdotti Italia ha anche comunicato l'entrata in esercizio dei tratti di gasdotto "Busso-Paliano tronco 3".

TAV. 3.5

Attività di trasporto per regione nel 2016

Lunghezza delle reti in km; volumi riconsegnati in M(m³)

REGIONE	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	VOLUMI RICONSEGNA TI				TOTALE	NUMERO DEI PUNTI DI RICONSEGNA
			A IMPIANTI DI DISTRIBUZIONE	A CLIENTI FINALI INDUSTRIALI	A CLIENTI FINALI TERMOELETTRICI	ALTRO ^(A)		
Piemonte	504	2.155	3.562	1.204	2.797	74	7.637	497
Valle d'Aosta	0	84	46	52	0	0	98	12
Lombardia	626	4.449	8.506	2.585	4.367	583	16.040	2.330
Trentino Alto Adige	108	372	665	306	46	0	1.018	94
Veneto	829	2.125	3.968	1.356	653	57	6.034	565
Friuli Venezia Giulia	491	566	832	608	863	125	2.428	163
Liguria	22	463	866	168	454	2	1.491	62
Emilia Romagna	1.270	2.552	4.185	2.739	2.766	5.612	15.302	730
Toscana	611	1.472	2.152	908	1.876	4	4.941	319
Umbria	179	467	484	270	76	0	829	95
Marche	303	631	852	368	1	85	1.306	187
Lazio	539	1.456	2.051	599	835	532	4.018	440
Abruzzo	563	939	667	325	322	78	1.393	298
Molise	389	522	128	57	163	409	756	130
Campania	579	1.415	1.098	462	1.025	7	2.593	613
Puglia	707	1.310	1.096	836	2.465	5	4.402	275
Basilicata	432	910	194	152	29	0	375	203
Calabria	986	1.242	274	45	2.207	5	2.531	293
Sicilia	1.073	1.538	669	872	2.564	5	4.110	263
Sardegna	-	-	-	-	-	11.215	11.215	2
Aggregato nazionale	504	2.155	3.562	1.204	2.797	74	7.637	497
ITALIA	10.211	24.668	32.297	13.915	23.509	18.798	88.518	7.571

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla Rete di trasporto (per esempio, ospedali).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

⁹ La Rete nazionale dei gasdotti è stata aggiornata all'1 gennaio 2017 mediante il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 31 gennaio 2017, mentre la rete di trasporto regionale è stata aggiornata con il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 16 novembre 2016.

Come sempre, l'aggiornamento della rete di trasporto regionale ha riguardato sia l'inserimento di numerosi tratti di rete di nuova realizzazione o di tratti in progetto sia diverse cancellazioni o dismissioni. Le attività di trasporto sono riassunte nella tavola 3.5, che riporta, con dettaglio regionale, la lunghezza delle reti, i volumi di gas trasportati sulle reti e riconsegnati a diverse tipologie di utenti e il numero di punti di riconsegna (clienti) complessivamente serviti (tutti i dati sono preconsuntivi). L'ultima riga della tavola, denominata "Aggregato nazionale", mostra le riconsegne a punti di uscita che non sono riconducibili ad alcuna regione, in quanto punti di esportazione o di uscita verso impianti di stoccaggio o di riconsegna ad altre imprese di trasporto.

La crescita complessiva della domanda di gas nel 2016 emerge, naturalmente, anche nei dati del trasporto: i volumi riconsegnati sulle reti sono, infatti, aumentati di 3,7 G(m³) rispetto al valore del 2015, essendo saliti a 88,5 G(m³). Come lo scorso anno, il numero dei punti di riconsegna è leggermente diminuito (7.571 nel 2016 contro i 7.582 del 2015); pertanto il volume medio trasportato è leggermente cresciuto a 11,7 M(m³) dagli 11,2 M(m³) del 2015 (era pari a 9,9 nel 2014).

Diversamente dallo scorso anno, nel 2016 la crescita complessiva ha evidenziato un recupero delle riconsegne al settore industriale che sono salite di 706 M(m³), cioè del 5,3% rispetto al 2015. Anche le riconsegne al settore termoelettrico hanno registrato una forte crescita: 2,6 G(m³), vale a dire il 12,5% in più rispetto all'anno

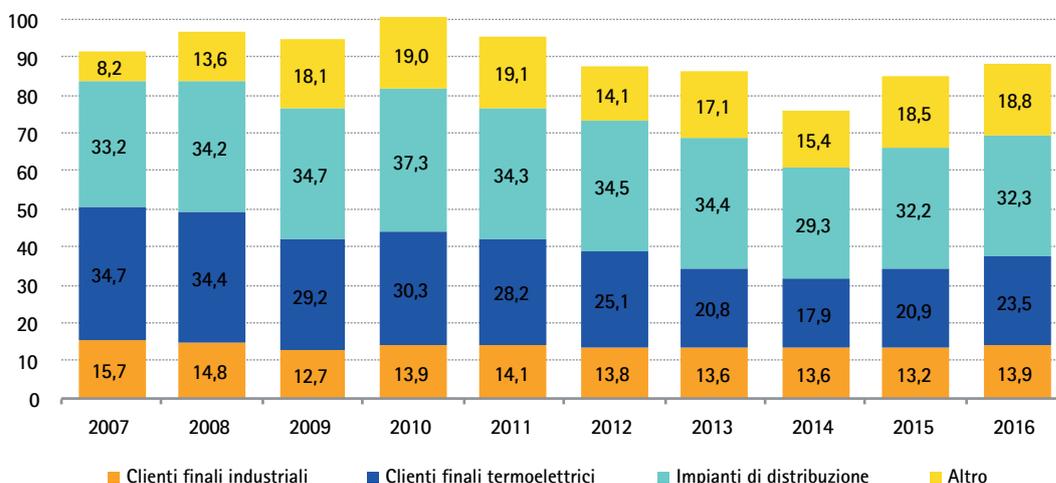
precedente. Le riconsegne agli impianti di distribuzione sono invece rimaste quasi invariate, essendo aumentate di 102 M(m³), cioè dello 0,1%.

Se si allarga lo sguardo agli ultimi dieci anni (Fig. 3.8), si nota come le quantità di gas riconsegnato alle varie tipologie di clienti stiano lentamente recuperando, ma risultano ancora 12 G(m³) al di sotto dei livelli pre-crisi raggiunti nel 2010. La riduzione dei volumi trasportati è avvenuta quasi interamente a carico dei clienti finali termoelettrici e, in misura minore, dei clienti finali industriali. I volumi riconsegnati al termoelettrico sono diminuiti di 11 G(m³), cioè del 32% rispetto a dieci anni fa, mentre quelli riconsegnati all'industria sono scesi di quasi 2 G(m³), vale a dire dell'11%. Al contrario, sono aumentati di quasi 11 G(m³) i volumi riconsegnati al settore "Altro" che comprende punti di esportazione, punti di uscita verso lo stoccaggio, altre imprese di trasporto e altro ancora.

La tavola 3.6 mostra i risultati dei conferimenti effettuati all'inizio dell'anno termico, delle capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della Rete nazionale per l'anno termico 2016-2017. Ogni anno, infatti, nei mesi di agosto e settembre, Snam Rete Gas effettua i conferimenti delle capacità di trasporto per l'anno termico successivo (o gli anni termici, in caso di durate pluriennali), sulla base delle richieste pervenute. La capacità che risulta disponibile successivamente all'inizio dell'anno termico può ancora essere richiesta e conferita per una durata massima pari alla parte restante dell'anno termico. La disciplina del conferimento è stata modificata negli anni

FIG. 3.8

Attività di trasporto dal 2007
G(m³); riconsegne di gas a diverse
tipologie di clienti



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

recenti per includere i conferimenti mensili (per il mese successivo) e, a partire dal 2015, per consentire l'offerta in vendita, a marzo, di prodotti di capacità di durata annuale e, a giugno, di prodotti di capacità di durata trimestrale per l'anno termico successivo. Dal 2013 la capacità disponibile è offerta anche su base *day-ahead*, tramite la piattaforma comune PRISMA - *European Capacity Platform*, presso Tarvisio, Gorizia e Passo Gries cui si sono aggiunti, nel 2014, anche Mazara e Gela.

Per l'anno termico 2016-2017 la capacità conferibile complessivamente è pari a 294 M(m³)/giorno, valore che è dato dalla somma delle capacità di tutti i punti di ingresso collegati via gasdotto meno 19,1 M(m³)/giorno che rappresentano la capacità concorrente nei punti di Mazara e Gela. Essa, infatti, è la capacità che, se resa disponibile nel punto di Mazara, riduce di un uguale valore quella conferibile a Gela e viceversa. La capacità complessivamente conferibile è cresciuta dell'1,5% rispetto a quella dell'anno termico precedente, grazie all'aumento della disponibilità a Mazara (punto di ingresso del gasdotto Transmed per l'importazione dall'Algeria) e a Gela (punto di entrata del gasdotto Greenstream per l'importazione dalla Libia).

I risultati del conferimento mostrano come a inizio anno termico la capacità di trasporto di tipo continuo, presso i punti di entrata

della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto, sia stata conferita per il 72,2% a 46 soggetti. Considerando le capacità conferite ad anno termico avviato, all'1 gennaio 2017 la medesima quota scende al 70,7% per la riduzione delle capacità conferite a Passo Gries (-32%).

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della Rete in corrispondenza dei tre terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale GNL Italia del gruppo Snam, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. All'inizio dell'anno termico il terminale di Panigaglia risultava completamente libero.

La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la Rete nel punto di Cavarzere) è, invece, pari a 26,4 M(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico, ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per l'80% della capacità e per 25 anni, ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della direttiva europea 2003/55/CE, la capacità conferibile in tale punto sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Infine, la capacità conferibile nel terminale di Livorno

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	SOGGETTI ^(D)
Passo Gries	59,0	14,2	44,8	24,1%	14
Tarvisio	107,0	90,8	16,2	84,8%	38
Gorizia ^(A)	2,0	0	2,0	0,0%	0
Mazara del Vallo ^(B)	102,8	84,1	18,6	81,9%	5
Gela ^(B)	42,3	23,2	19,1	54,9%	2
TOTALE^(C)	294,0	212,4	81,6	72,2%	46
Terminali di GNL					
Panigaglia	13,0	0,0	13,0	0,0%	-
Cavarzere	26,4	21,0	5,4	79,7%	-
Livorno	15,0	15,0	0,0	100,0%	-

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

(B) La capacità conferibile e la capacità disponibile nei punti indicati includono 19,1 M(m³)/g di capacità concorrente ai sensi del Codice di rete.

(C) Poiché il conferimento della capacità concorrente nel punto di entrata di Mazara del Vallo riduce di un uguale valore la capacità disponibile nel punto di entrata di Gela e viceversa, le capacità totali conferibile e disponibile escludono 19,1 M(m³)/g di capacità concorrente.

(D) Numero di soggetti titolari di capacità di trasporto di tipo continuo; poiché diversi soggetti hanno ottenuto capacità di trasporto in più punti, il numero totale di soggetti è inferiore alla somma dei singoli punti di interconnessione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati e Snam Rete Gas.

TAV. 3.6

Capacità di trasporto di tipo continuo ai punti di entrata della Rete nazionale a inizio anno termico 2016-2017

M(m³) standard per giorno

gestito dalla società OLT Offshore LNG Toscana, pari a 15 M(m³)/giorno, all'inizio dell'anno termico risultava interamente occupata. Il terminale è entrato in esercizio nel dicembre 2013.

Complessivamente, nell'anno solare 2016, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla Rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 342, contro i 348 del 2015, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è salito a 1.212 unità contro le 1.189 unità del 2015.

Conferimenti pluriennali

Nella tavola 3.7 sono riportati i dati relativi alle capacità di tipo pluriennale conferite (a luglio 2016) presso i punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi cinque anni termici, a partire dal 2017-2018, complessivamente a sei soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali per 385,4 M(m³)/giorno complessivi. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2017-2018, con le

capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno.

Per tutti gli anni termici esposti nella tavola 3.7, i valori della capacità conferibile ammontano a 348,4 M(m³)/giorno. Tale valore è dato dalla somma delle capacità conferibili presso tutti i punti di entrata della rete (compresi i terminali di rigassificazione) al netto di 28,7 M(m³)/giorno di capacità concorrente disponibile in alternativa a Mazara del Vallo o a Gela. Rispetto ai valori illustrati nella prima colonna della tavola 3.6, si registra un aumento di capacità solo nei punti di Mazara del Vallo e di Gela, dove le capacità conferibili salgono, rispettivamente, a 108 e a 46,7 M(m³)/giorno (di cui, come detto, 28,7 milioni sono di capacità concorrente).

Come negli anni più recenti, si nota che la capacità conferita diminuisce di anno in anno e in misura notevole. Dall'anno termico 2017-2018 all'anno termico 2022-2023 la percentuale di saturazione scende dal 61% al 9%, con un brusco calo in particolare nell'anno termico 2019-2020, quando si libererà un notevole spazio a Tarvisio e l'intera capacità del punto di Mazara. Tra l'anno termico 2018-2019 e il successivo lo spazio disponibile quasi raddoppia (passando da 169,5 a 304,8 M(m³)/giorno) per poi crescere ancora del 3,6% l'anno successivo.

TAV. 3.7

Conferimenti ai punti di entrata della Rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2017-2018 al 2022-2023
M(m³) standard per giorno

PUNTI DI ENTRATA	ANNI TERMICI					
	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023
Passo Gries	7,3	7,3	1,0	1,0	0,0	0,0
Tarvisio	80,5	69,7	10,6	10,0	0,0	0,0
Gorizia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	11,0
Mazara Del Vallo	77,0	66,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Gela	11,0	11,0	10,9	11,0	11,0	0,0
Cavarzere	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0	21,0
Livorno	15,0	3,8 ^(A)	0,0	0,0	0,0	0,0
Panigaglia	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
TOTALE CAPACITÀ CONFERITA	211,8	178,9	43,6	43,0	32,0	32,0
Passo Gries	51,7	51,7	58,0	58,0	59,0	59,0
Tarvisio	26,5	37,3	96,4	97,0	107,0	107,0
Gorizia	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Mazara Del Vallo	31,0	41,8	108,0	108,0	108,0	108,0
Gela	35,7	35,7	35,8	35,7	35,7	35,7
Cavarzere	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Livorno	0,0	11,3 ^(A)	15,0	15,0	15,0	15,0
Panigaglia	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
TOTALE CAPACITÀ DISPONIBILE^(B)	136,6	169,5	304,8	305,8	316,4	316,4

(A) Nel terminale di Livorno la capacità nell'anno termico 2018-2019 è interamente assegnata solo per i primi tre mesi, poi è nulla.

(B) La capacità totale disponibile esclude 28,7 M(m³)/g di capacità concorrente, il cui conferimento nel punto di entrata di Mazara del Vallo riduce di un uguale valore la capacità disponibile nel punto di entrata di Gela e viceversa.

Fonte: Snam Rete Gas.

Stoccaggio

In Italia lo stoccaggio di gas naturale è svolto in base a 15 concessioni (Tav. 3.8). Tutti i siti di stoccaggio attivi sono realizzati in corrispondenza di giacimenti di gas esausti.

Alla fine del 2016 è scaduto il periodo di vigenza per otto concessioni, tutte nella titolarità di Stogit. Per tali concessioni, la società ha trasmesso al Ministero dello sviluppo economico e alle Regioni le istanze di prima proroga decennale e, nel corso del 2016, ha trasmesso al competente Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse le integrazioni documentali richieste per le concessioni di Cortemaggiore e Settala.

Lo scorso anno non sono state conferite nuove concessioni, ma è entrato in attività lo stoccaggio di Bordolano, inserito da Eni tra quelli da realizzare a supporto degli impegni presi ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130. Una volta entrato a regime, previsto per il 2019, lo stoccaggio avrà una portata nominale massima degli impianti in erogazione di 20 M(m³)/giorno e una capacità di circa 1,2 G(m³) di gas.

Nel 2016 sono, inoltre, proseguiti i lavori nei cantieri per la realizzazione del progetto di Italgas Storage a Cornegliano Laudense dopo che, nel 2015, la società ha ottenuto dal Ministero dello sviluppo economico il differimento del termine per la conclusione dei lavori (spostato al 31 dicembre 2018) e dall'Autorità il riconoscimento degli incentivi predisposti¹⁰ per favorire lo sviluppo di nuova capacità di punta da stoccaggio. A partire da metà 2018, la realizzazione dell'impianto potrebbe mettere altri 2,2 G(m³) di capacità di stoccaggio a disposizione del sistema gas italiano.

Nell'anno termico 2016-2017 il sistema di stoccaggio ha complessivamente offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a 17,1 G(m³), di cui 4,6 G(m³) destinati allo stoccaggio strategico. Lo spazio offerto ad asta è stato pari a 12.758 M(m³) e, come nell'anno termico precedente, è stato conferito interamente (Fig. 3.9).

La punta nominale massima di erogazione del sistema è stata pari a 245,08 M(m³)/giorno: 237,5 M(m³)/giorno per Stogit e 7,58 M(m³)/giorno per Edison Stoccaggi.

L'assetto normativo relativo ai servizi di stoccaggio è stato definito

CONCESSIONE	TITOLARE	QUOTA	REGIONE	SUPERFICIE (km)	SCADENZA
Alfonsine ^(A)	Stogit	100%	Emilia Romagna	85,88	01/01/2017
Bordolano	Stogit	100%	Lombardia	62,97	06/11/2021
Brugherio	Stogit	100%	Lombardia	57,85	01/01/2017
Cellino	Edison Stoccaggio	100%	Abruzzo	30,38	10/12/2024
Collalto	Edison Stoccaggio	100%	Veneto	88,95	16/06/2024
Cornegliano ^(A)	Ital Gas Storage	100%	Lombardia	24,23	15/03/2031
Cortemaggiore	Stogit	100%	Emilia Romagna	81,61	01/01/2017
Cugno Le Macine ^(A)	Geogastock	100%	Basilicata	48,16	02/08/2032
Fiume Trieste	Stogit	100%	Abruzzo-Molise	76,79	21/06/2022
Minerbio	Stogit	100%	Emilia Romagna	68,61	01/01/2017
Ripalta	Stogit	100%	Lombardia	62,96	01/01/2017
Sabbioncello	Stogit	100%	Emilia Romagna	100,15	01/01/2017
San Potito e Cotignola	Edison Stoccaggio Blugas Infrastrutture	90% 10%	Emilia Romagna	51,76	24/04/2029
Sergnano	Stogit	100%	Lombardia	42,31	01/01/2017
Settala	Stogit	100%	Lombardia	50,73	01/01/2017

(A) Concessioni non attive.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Direzione Generale per la sicurezza anche ambientale delle attività minerarie ed energetiche.

TAV. 3.8

Concessioni di stoccaggio in Italia

¹⁰ Adottati con la delibera 23 aprile 2015, 182/2015/R/gas.

tra dicembre 2016 e febbraio 2017, con l'emanazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, dei decreti in materia (decreti 7 dicembre 2016, 13 e 14 febbraio 2017). Tale assetto replica quello dell'anno precedente e, in particolare, fissa:

- la capacità disponibile per favorire l'approvvigionamento diretto di GNL dall'estero;
- la capacità disponibile per lo stoccaggio di modulazione di punta, per l'anno termico 2017-2018, pari a 7,625 G(m³), allocati in asta; a tale capacità è associata una prestazione di erogazione decrescente in funzione dello svasso;
- la restante capacità, pari a circa 3,7 G(m³) e destinata al mercato, con un profilo di prelievo piatto nel corso dell'anno, viene conferita in asta.

Anche nel 2017-2018 è confermata la capacità per il servizio di stoccaggio pluriennale, per una durata di almeno due anni, ma soprattutto l'offerta di un servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio.

Per quanto riguarda le prestazioni associate ai singoli servizi di stoccaggio, anche per il 2017-2018 se ne confermano due tipi. In particolare, i servizi disponibili agli utenti, secondo specifiche condizioni, possono prevedere:

- una disponibilità di prestazione di erogazione variabile anche in funzione del mese della fase di erogazione (servizio di modulazione di punta);

- una disponibilità di prestazione di erogazione costante per tutta la durata della fase di erogazione (servizio di modulazione uniforme).

Le modalità di conferimento si limitano a due tipi:

- specifiche per le capacità definite dal ministero;
- attraverso procedure di asta competitiva.

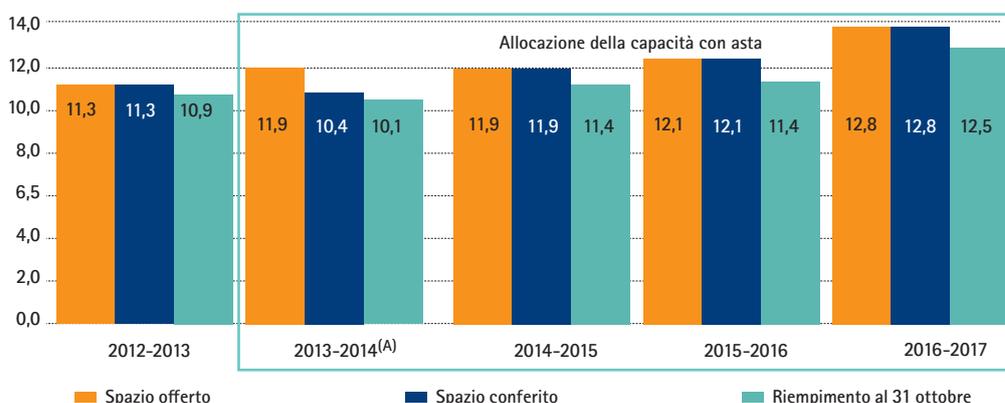
Nel complesso, nell'anno termico 2016-2017 Stogit ha conferito capacità per i servizi di stoccaggio a 74 operatori; 65 utenti dispongono di capacità per il servizio di modulazione di punta, tre utenti per il servizio di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, sei utenti per il solo servizio di modulazione uniforme (a fronte di 50 utenti complessivi per questo servizio di cui quattro per servizio pluriennale e tre per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio) e nessun utente per il solo servizio di stoccaggio minerario (a fronte di un utente complessivo per questo servizio).

I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi Stogit a marzo 2017 sono risultati pari a circa 20,5 G(m³), di cui 9,9 in erogazione e 10,6 in iniezione.

Per quanto riguarda Edison Stoccaggio, gli utenti nell'anno termico 2016-2017 sono stati sette: sei utenti del servizio di modulazione di punta e uno del servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto. I volumi movimentati (movimentato fisico) dal complesso degli stoccaggi di Edison Stoccaggio a marzo 2017 sono risultati pari a circa di 1,14 G(m³), di cui 0,44 in erogazione e 0,70 in iniezione.

FIG. 3.9

Spazio negli stoccaggi negli ultimi anni termici G(m³) standard



(A) Volumi conferiti in parte ad asta e in parte pro-quota (circa 50% e 50%).

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

TAV. 3.9

SERVIZIO	MODALITÀ DI CONFERIMENTO	SPAZIO NELL'ANNO TERMICO	
		2016-2017	2017-2018
Minerario	Definito da MSE	205	140
Bilanciamento trasporto	A richiesta	223	223
Servizio integrato di stoccaggio e rigassificazione	Ad asta	1.000	1.500
Modulazione di punta	Ad asta	7.451	7.625
Modulazione uniforme	Ad asta	2.680	2.387
Pluriennale uniforme	Ad asta	1.000	1.193
Strategico	Definito da MSE	4.620	4.620
TOTALE		17.179	17.688

Fonte: AEEGSI.

Distribuzione dello spazio di stoccaggio negli anni termici 2016-2017 e 2017-2018
M(m³) standard; spazio offerto in conferimento a inizio anno termico

Distribuzione

Come negli scorsi anni, nell'ambito dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati, è stato chiesto agli esercenti la distribuzione del gas naturale di fornire dati preconsuntivi in merito all'attività svolta nell'anno 2016 e di confermare o rettificare i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2015. Nelle pagine che seguono sono, quindi, da considerarsi provvisori tutti i dati riguardanti il 2016.

Ogni anno il questionario viene somministrato sia alle imprese presenti nell'Anagrafica operatori alla data del 31 dicembre dell'anno precedente sia a quelle che, pur non essendo più attive a tale data, avevano fornito i dati in via preconsuntiva nell'Indagine dell'anno prima, per ottenere la conferma o la rettifica dei dati inviati. Quest'anno, quindi, i questionari sono stati sottoposti a 235 imprese. Hanno risposto 233 operatori.

Prima di illustrare i risultati dell'Indagine è opportuno, come di consueto, descrivere i numerosi avvicendamenti che si sono verificati nelle società tra il 2016 e l'inizio del 2017. Tra queste, innanzitutto, la separazione di Italgas Reti dal gruppo Snam. All'inizio di novembre 2016, nell'ambito della riorganizzazione industriale del gruppo Snam, attraverso un'operazione unitaria e contestuale si è compiuto il trasferimento a Italgas del 100% della partecipazione di Snam in Italgas Reti. Snam conserva una partecipazione del 13,5% nel capitale sociale della capogruppo Italgas, insieme con CDP Reti che ne possiede il 26,05%. Al contempo, Italgas ha iniziato a essere quotata sul Mercato telematico azionario della Borsa italiana.

Un ampio numero di operazioni societarie è avvenuto in ottemperanza alla regolazione dell'*unbundling* funzionale che, alle imprese di distribuzione appartenenti a un gruppo societariamente integrato, ha imposto l'obbligo di separazione del marchio dai venditori dello stesso gruppo.

Per questo nel 2016 si registrano molti cambi di ragione sociale che, in diversi casi, hanno costituito l'occasione per riunire in un'unica impresa le attività di distribuzione del gruppo. Altre operazioni si sono verificate per l'incorporazione di aziende o per l'acquisizione o la cessione di attività.

Tra le operazioni di *branding* sono da annoverare:

- dall'1 gennaio 2016 Genova Reti Gas è stata incorporata in Iren Emilia che ha poi assunto la nuova denominazione di IReti; inoltre, CH4 Lizzano del rag. Federico Bonucci & C. ha cambiato natura giuridica (da società in accomandita semplice a società a responsabilità limitata) e la ragione sociale in CH4 Lizzano;
- Edison D.G. dal 13 gennaio 2016 ha assunto la denominazione di Infrastrutture Distribuzione Gas;
- dal 2 marzo 2016 EAP, distributore nel comune di Manfredonia (FG), si chiama Aden;
- A2A Reti Gas, dopo aver incorporato A2A Reti Elettriche (nonché A2A Servizi alla Distribuzione e A2A Logistica), ha assunto la denominazione Unareti, con decorrenza 1 aprile 2016;
- dal 15 aprile 2016 Nebrodi Gas Service ha assunto la ragione sociale SI Gas Distribuzione, mentre Nebrodi Gas S. Agata è divenuta SI Gas S. Agata;
- dal 16 maggio 2016 Agsm Distribuzione si chiama Megareti e CO.I.ME.PA. ha cambiato la denominazione in ENTAR;
- dall'1 giugno 2016 Gas Plus Reti ha assunto la denominazione di GP Infrastrutture Gas, mentre Gas Plus Salso ha assunto la denominazione di GP Infrastrutture Salso;
- Gas Natural Distribuzione Italia ha assunto la denominazione di Nedgia dal 6 giugno 2016;

3. Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

- Tea SEI – Servizi Energetici Integrati dal 27 giugno 2016 si chiama SEI Servizi Energetici Integrati;
- Piceno Gas Distribuzione ha assunto la denominazione di Ascoli Rete Gas dal 28 giugno 2016;
- Linea Distribuzione ha cambiato la ragione sociale in LD Reti dal 30 giugno 2016;
- dall'1 luglio 2016: Dolomiti Reti ha assunto la denominazione di Novareti, Asm Distribuzione Gas ha assunto quella di AP Reti Gas Rovigo, Gritti Gas Rete è divenuta Gigas Rete e, infine, Selnat ha acquisito l'attività di distribuzione gas naturale da Azienda Energetica Reti cambiando contestualmente ragione sociale in Edyna;
- Metan Alpi Val Chisone ha assunto la denominazione di Val Chisone Rete Gas dal 7 luglio 2016;
- ACOS Reti Gas ha cambiato la denominazione in Reti dal 13 luglio 2016;
- A.I.M. Servizi a Rete ha assunto il nome di Servizi a Rete dal 5 agosto 2016;
- AEG Reti Distribuzione ha assunto la denominazione di Reti Distribuzione dal 10 agosto 2016;
- Società Italiana per il gas – Italgas ha assunto la denominazione di Italgas Reti dal 12 settembre 2016;
- Nuovenergie Distribuzione ha assunto la denominazione di NED Reti Distribuzione Gas dal 15 settembre 2016;
- dal 23 settembre 2016 Libarna Energie ha cambiato ragione sociale in Lenergie;
- Metanosud Reti ha assunto la denominazione di M Reti dal 18 novembre 2016;
- ASMT Energia è divenuta Società Impianti Metano con decorrenza 1 gennaio 2017;
- Cis Gas ha assunto la denominazione di Nuceria Distribuzione Gas dal 24 marzo 2017.

Oltre a quelle già indicate, le operazioni di incorporazione che nel corso del 2016 sono state segnalate dai distributori nell'Anagrafica operatori dell'Autorità sono le seguenti:

- dall'1 gennaio 2016 2i Rete Gas ha incorporato G.P. Gas che era già al 100% di 2i Rete Gas e che operava in diversi comuni della provincia di Pavia;
- sempre dall'inizio dell'anno, Azienda Energetica ha ceduto l'impianto di Merano (BZ) ad Azienda Energetica Reti, prima di essere incorporata in O.9, che contestualmente ha cambiato ragione sociale in Alperia;
- ancora, dall'1 gennaio 2016, Azienda Energia e Servizi Torino è stata incorporata da Italgas; la società, che svolgeva il servizio di distribuzione nella città di Torino, era già dal 2014 di proprietà di Italgas al 100%, che l'aveva in parte acquisita da Iren (i precedenti soci, infatti, erano Iren con il 51%, Iren e Italgas con il 49%);
- GP Infrastrutture ha incorporato BBS Reti Gas, società che operava in provincia di Brescia, dal 28 giugno 2016;
- Nedgia ha incorporato Cetraro Distribuzione Gas, Albidona Distribuzione Gas e Favellato Reti (tutte già facenti parte dello stesso gruppo societario) con decorrenza 1 novembre 2016. Le prime due erano distributori attivi nella zona del cosentino, mentre l'ultima operava in Puglia.

Infine, come di consueto vi sono state diverse operazioni di cessione/acquisizione. In particolare dall'inizio del 2016:

- 2i Rete Gas S.p.A. ha ceduto la gestione dell'impianto di distribuzione gas del comune di Cinisello Balsamo (MI) e i relativi sconfinamenti nei comuni di Monza e Sesto San Giovanni a 2i Rete Gas S.r.L., una nuova impresa creata nel novembre 2015 da 2i Rete Gas S.p.A. che la possiede al 100%. Nel mese di aprile 2i Rete Gas S.p.A., invece, ha acquisito la gestione dell'impianto di Mirabello (FE) da ATR; a seguito di gara, inoltre, in maggio ha acquisito la gestione degli impianti di distribuzione di Como e San Fermo della Battaglia da Acsm-Agam Reti Gas Acqua e dal mese di settembre ha acquisito la gestione dell'impianto di distribuzione gas del comune di Rozzano (MI) da Gaspiù Distribuzione;
- dall'1 luglio 2016, Ascopiave ha ceduto l'attività di distribuzione gas naturale ad AP Reti Gas; Hera ha ceduto l'attività di distribuzione di gas naturale a Inrete Distribuzione energia (100% di Hera); EGEE Ente Gestione Energia e Ambiente ha ceduto l'attività di distribuzione gas naturale a Reti Metano Territorio (100% di EGEE); Selnat ha acquisito l'attività di distribuzione gas naturale da Azienda Energetica Reti, cambiando contestualmente ragione sociale in Edyna;
- Mediterranea Energia ha ceduto l'impianto di Sant'Antimo (NA) a Coop. Pomilia Gas con decorrenza 3 novembre 2016;
- con un'operazione di conferimento di ramo d'azienda, dall'1 dicembre 2016 A.M.A.G. ha ceduto tutti gli impianti di distribuzione di gas naturale alla società del proprio gruppo AMAG Reti Gas che

- opera nella zona di Alessandria;
- sempre dall'1 dicembre 2016 anche Energie des Alpes (100% di Energetica), distributore che opera in diversi comuni delle provincie di Cuneo e Torino, ha acquisito tutti gli impianti di distribuzione di gas naturale da Energetica;
- infine, dall'1 gennaio 2017, Centria ha acquisito l'attività di distribuzione di gas naturale (conferimento ramo d'azienda) da Energie Offida, mentre Società Impianti Metano ha acquisito l'attività di distribuzione di gas naturale da SIME Partecipazioni.

Nel 2016 i soggetti attivi sono risultati 219, sette in meno rispetto al 2015 (Tav. 3.10): sette operatori sono entrati nel 2016 (nel 2015 non erano presenti), mentre 14 sono quelli che erano operativi nel 2015, ma non più nel 2016. La variazione del numero dei soggetti è interamente dovuta agli effetti delle incorporazioni e delle operazioni di riordino delle attività di distribuzione all'interno dei gruppi societari appena viste.

La suddivisione dei distributori in base al numero dei clienti serviti evidenzia: otto distributori medio-grandi, numero sostanzialmente invariato dal 2012, 20 distributori di grandi dimensioni (con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000), 22 medi, 110 piccoli e 59 piccolissimi. Le incorporazioni e le cessioni/acquisizioni di attività all'interno dei gruppi, in sostanza, sono avvenute all'interno dei segmenti di dimensione intermedia (grandi - piccoli - piccolissimi) che, quindi, hanno visto ridursi il numero di imprese attive, mentre il numero dei

distributori molto grandi è rimasto invariato.

I volumi complessivamente distribuiti si sono ridotti dello 0,8%, ma la ripartizione non è stata omogenea tra le classi di imprese. I distributori molto grandi hanno evidenziato una crescita dei volumi distribuiti del 5,9% rispetto al 2015; un incremento ancor più elevato, pari al 6,4%, ha interessato il gas distribuito dai piccolissimi. Viceversa sono diminuiti i volumi di gas distribuiti dalle imprese di dimensioni intermedie e, in particolare, quelli delle imprese di grandi dimensioni, che da 7,1 sono scesi a 5,8 G(m³). Tale diminuzione è da attribuirsi in larga parte al fatto che due delle imprese che l'anno scorso erano in questa classe (Genova Reti Gas e Iren Emilia) si sono fuse e l'incorporante (Iren) è passata nella classe superiore; inoltre, una delle imprese della classe, Acsm-Agam Reti Gas-Acqua, ha registrato una forte riduzione per la perdita di un comune servito.

Il numero delle imprese con più di 100.000 punti di riconsegna è sceso a 28 dalle 30 unità che si registravano nel 2015. La quota di queste società si è, quindi, ulteriormente ridotta: nel 2016 esse rappresentano il 12,8% delle imprese operanti nella distribuzione di gas naturale (erano il 13,3% nel 2015). Grazie all'incremento dei volumi distribuiti dalle imprese molto grandi, il restringimento del numero di imprese non si è tradotto in una riduzione della loro incidenza in termini di gas distribuito, che è rimasta invariata all'81,7%; le restanti 191 imprese attive nel settore hanno, invece, distribuito poco meno di un quinto dei volumi totali.

TAV. 3.10

Attività dei distributori nel periodo 2010-2016

OPERATORI ^(A)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
NUMERO	235	227	226	228	228	226	220
Molto grandi	9	9	8	7	8	8	8
Grandi	23	25	27	26	22	22	20
Medi	23	18	18	20	20	22	22
Piccoli	112	114	112	115	117	114	110
Piccolissimi	68	61	61	60	61	60	59
VOLUME DISTRIBUITO - M(m ³)	36.336	34.295	33.913	34.241	29.470	31.184	30.944
Molto grandi	21.016	19.677	19.309	19.553	17.414	18.375	19.462
Grandi	8.243	8.591	8.834	8.682	6.754	7.099	5.825
Medi	2.912	2.015	2.034	2.227	2.020	2.228	2.215
Piccoli	3.909	3.780	3.512	3.578	3.105	3.297	3.246
Piccolissimi	257	233	223	202	176	184	196

- (A) Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.
 Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.
 Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.
 Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.
 Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Complessivamente i 219 operatori attivi nel 2016 hanno distribuito 30,9 G(m³), 240 M(m³) meno dell'anno precedente, a poco meno di 23,6 milioni di utenti (identificati mediante il numero dei gruppi di misura). Il servizio è stato gestito attraverso 6.455 concessioni in 7.155 comuni (Tav. 3.11).

Nessun elemento di novità emerge dall'analisi territoriale dei dati: al primo posto si collocano, come sempre, Lombardia, Emilia Romagna, Veneto e Piemonte, regioni nelle quali viene distribuito il 63,2% di tutto il gas erogato in Italia. Toscana, Lazio, Puglia e Campania assorbono complessivamente un altro 19,3%, il rimanente 18% viene distribuito nel resto d'Italia, con quote regionali che non arrivano al 3%. Manca dall'elenco la Sardegna, che non è metanizzata.

Il raggruppamento delle regioni nelle consuete ripartizioni di Nord, Centro, Sud e Isole mostra cifre del tutto analoghe a quelle degli scorsi anni: al Nord viene distribuito il 70,8% del gas totale a poco più di 13 milioni di clienti (il 56% dei clienti totali); seguono il Centro con il 19,7% del gas erogato a 5,8 milioni di clienti (il 24,6% dei clienti totali) e il Sud e Isole con il 9,6% di gas a circa 4,5 milioni di clienti (il 19,3% dei clienti totali). Il numero di concessioni esistenti è inferiore al numero

dei comuni serviti in tutte le ripartizioni geografiche; l'aggregazione dei comuni, tuttavia, appare più forte al Nord e al Centro, dove il numero delle concessioni è, rispettivamente, pari all'87% (87,1% nel 2015) e al 90,8% (91% nel 2015) del numero dei comuni serviti, mentre la stessa quota al Sud e Isole risulta del 98,8% (98,9% nel 2015). Coerentemente allo svolgersi delle gare d'ambito, tale rapporto è in diminuzione ovunque, ancorché molto lenta (i valori per il 2014 erano pari all'86,7% al Nord, al 90,4% al Centro e al 99,3% al Sud e Isole).

Secondo i dati forniti dai distributori nell'ambito dell'Anagrafica territoriale gas dell'Autorità, nel 2016 sono state metanizzate 32 nuove località.

L'andamento nel tempo del livello di concentrazione presente nel settore della distribuzione viene valutato mediante due elementi: l'indicatore C3, che in ogni regione somma il valore delle quote di volumi distribuiti dai primi tre operatori, e la percentuale di clienti servita dai medesimi tre operatori (Tav. 3.12).

Come sempre, la Valle d'Aosta evidenzia la massima concentrazione, data la presenza di un unico distributore in entrambi gli anni considerati. Anche senza tenere conto di questa regione, i livelli di concentrazione

TAV. 3.11

Attività di distribuzione per regione nel 2016

Clienti in migliaia; volumi erogati in M(m³)

REGIONE	OPERATORI PRESENTI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	VOLUMI EROGATI	NUMERO CONCESSIONI	QUOTA SUI VOLUMI	QUOTA SUI CLIENTI
Piemonte	27	2.108	1.094	3.461	984	11,2%	8,9%
Valle d'Aosta	1	23	24	46	36	0,1%	0,1%
Lombardia	52	4.908	1.581	8.259	1349	26,7%	20,8%
Trentino Alto Adige	12	283	170	624	193	2,0%	1,2%
Veneto	31	2.120	665	3.835	549	12,4%	9,0%
Friuli Venezia Giulia	8	559	198	851	173	2,8%	2,4%
Liguria	8	904	158	813	153	2,6%	3,8%
Emilia Romagna	24	2.310	395	4.004	291	12,9%	9,8%
Toscana	10	1.633	248	2.095	239	6,8%	6,9%
Umbria	12	364	95	438	78	1,4%	1,5%
Marche	27	689	229	859	193	2,8%	2,9%
Lazio	14	2.328	329	1.951	308	6,3%	9,9%
Abruzzo	25	662	307	628	269	2,0%	2,8%
Molise	9	131	137	119	134	0,4%	0,6%
Campania	23	1.431	449	943	421	3,0%	6,1%
Puglia	9	1.348	259	987	256	3,2%	5,7%
Basilicata	13	210	128	175	130	0,6%	0,9%
Calabria	10	448	356	251	352	0,8%	1,9%
Sicilia	15	1.113	333	603	347	1,9%	4,7%
ITALIA	-	23.572	7.155	30.944	6.455	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

si mantengono mediamente piuttosto elevati nel tempo. Nel 2016 il numero medio di imprese presenti in ciascuna regione è sceso da 18 a 17 unità, il valore del C3 è passato dal 78,4% del 2015 al 78,3%, la quota di clienti serviti è lievemente diminuita dal 79,5% al 79,3%.

Nei dati più recenti si osservano: 15 regioni su 19 in cui il C3 è pari o superiore al 70%, nove regioni in cui è pari o superiore all'80% e tre regioni in cui supera addirittura il 90%. Gli stessi conteggi per l'anno 2015 evidenziano 15 regioni con C3 maggiore del 70%, dieci regioni con C3 superiore all'80% e tre regioni con C3 oltre il 90%. Le regioni in cui la concentrazione è pari o superiore al 90% sono le stesse nei due anni considerati: nell'ordine, Valle d'Aosta, Lazio, Friuli Venezia Giulia. Il Veneto mantiene nei due anni il livello di concentrazione più basso, nonché l'unico inferiore al 50%. La Lombardia è la regione con il secondo valore di C3 più basso, ma in crescita tra il 2015 e il 2016: dal 54,7% il C3 passa infatti al 55,6%.

La composizione societaria del capitale sociale dei distributori al 31 dicembre 2016, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello (Tav. 3.13), mostra un'ulteriore diminuzione dell'importanza degli enti pubblici rispetto al 2015: nel 2016, infatti, gli enti pubblici risultano

possedere in media il 32,3% delle quote nelle società di distribuzione, mentre lo scorso anno la media era pari al 34,2% (nel 2014 era al 37,3%). Il 25% è relativo a quote detenute da società diverse. Il 12,7% è la quota di capitale sociale complessivamente detenuta da persone fisiche, anch'essa in discesa rispetto allo scorso anno. Prosegue l'accrescimento di importanza delle imprese energetiche tra i soci dei distributori: complessivamente, le quote detenute da imprese energetiche sono aumentate rispetto al 2015, quando contavano per il 27,3%, mentre nel 2016 sono salite al 29,8% (erano al 26,2% nel 2014). Al loro interno, inoltre, l'importanza delle imprese nazionali è cresciuta, mentre è rimasta sostanzialmente invariata quella delle imprese locali e la quota di quelle estere. Nel 2016 il capitale straniero proviene da Lussemburgo (quote in Energetica e 2i Rete Gas), Spagna (in Nedgia già Gas Natural), Austria (in Selgasnet) e Regno Unito (in Erogasmet). La voce Mercato contiene le percentuali di capitale dei distributori quotati alla Borsa valori: fino all'anno scorso, tra i distributori gas, Hera era l'unica società quotata. Poiché da luglio 2016, come si è visto più sopra, Hera ha ceduto tutte le attività di distribuzione a Inrete, non vi è più alcuna società di distribuzione quotata alla Borsa valori.

REGIONE	2015			2016		
	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI	OPERATORI PRESENTI	C3	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	28	73,2	75,9	27	77,0	79,5
Valle d'Aosta	1	100,0	100,0	1	100,0	100,0
Lombardia	54	54,7	58,2	52	55,6	58,9
Trentino Alto Adige	12	77,1	83,8	12	76,5	76,4
Veneto	31	48,4	51,7	31	48,4	51,7
Friuli Venezia Giulia	8	93,6	94,1	8	93,6	94,1
Liguria	8	89,9	88,9	8	89,5	88,9
Emilia Romagna	24	77,9	77,9	24	77,9	78,0
Toscana	10	85,0	84,5	10	84,6	80,7
Umbria	12	69,5	69,1	12	67,0	69,1
Marche	27	58,6	58,3	27	58,4	58,3
Lazio	14	95,6	96,4	14	95,6	96,4
Abruzzo	25	71,0	72,0	25	70,5	71,9
Molise	9	83,7	84,3	9	83,0	85,2
Campania	23	80,0	83,7	23	79,0	83,4
Puglia	10	81,1	80,2	9	80,8	80,8
Basilicata	13	86,6	84,9	13	86,7	85,0
Calabria	12	89,1	90,2	10	89,4	90,7
Sicilia	14	75,0	77,3	14	74,4	77,2
MEDIA	18	78,4	79,5	17	78,3	79,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.12

Livelli di concentrazione nella distribuzione

Quota di volumi distribuiti dai primi tre operatori (C3) e percentuale di clienti da questi serviti

TAV. 3.13

Composizione societaria dei distributori

Quote del capitale sociale delle società di distribuzione

NATURA GIURIDICA DEI SOCI	2015	2016
Enti pubblici	34,2%	32,3%
Società diverse	25,0%	24,9%
Imprese energetiche nazionali	13,9%	16,4%
Imprese energetiche locali	12,8%	13,0%
Persone fisiche	13,2%	12,7%
Imprese energetiche estere	0,6%	0,6%
Mercato	0,2%	-
Istituti finanziari nazionali	0,1%	0,1%
TOTALE	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La distribuzione di gas naturale in Italia avviene per mezzo di 260.043 km di rete (di cui, nel 2016, 452 non in funzione), il 58% in bassa pressione, il 41% in media pressione e l'1% in alta pressione (Tav. 3.14). La lunghezza delle reti è cresciuta di circa 3.000 km rispetto al 2015: il 51% realizzati sulla rete in media pressione e il 49% su quella in bassa pressione.

Oltre alle reti, la distribuzione del gas avviene per mezzo di circa 6.600 cabine e quasi 99.000 gruppi di riduzione finale.

Il 58% delle reti (151.700 km) è collocato al Nord, il 23% (59.500 km) al Centro e il restante 19% (48.900 km) si trova nel Sud e in Sicilia. I tratti di rete in media pressione non in funzione sono aumentati rispetto agli anni scorsi, ma sono diminuiti quelli in

TAV. 3.14

Infrastrutture di distribuzione e loro proprietà nel 2016

Numero di cabine e gruppi di riduzione finale; estensione reti in km

REGIONE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE	ESTENSIONE RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ DELLE RETI	
			ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI(A)
Piemonte	802	6568	106,5	12.865,6	11.414,5	94,0%	6,0%
Valle d'Aosta	5	51	0,0	166,6	192,2	98,5%	1,5%
Lombardia	1715	18169	118,7	15.096,3	32.706,6	77,5%	22,5%
Trentino Alto Adige	224	19403	192,6	2.069,1	1.981,9	93,3%	6,7%
Veneto	641	12181	250,8	11.202,1	18.950,3	82,3%	17,7%
Friuli Venezia Giulia	127	1488	5,4	2.261,1	5.185,6	65,8%	34,2%
Liguria	90	3276	23,5	2.039,3	3.991,6	98,0%	2,0%
Emilia Romagna	530	7867	218,8	17.545,1	13.111,8	70,9%	29,1%
Toscana	330	10222	250,2	6.688,4	9.940,7	87,9%	12,1%
Umbria	183	1914	100,7	1.960,3	3.363,4	58,7%	41,3%
Marche	130	2311	15,3	4.588,8	4.766,0	47,8%	52,2%
Lazio	330	2188	174,3	7.485,3	7.926,4	64,0%	36,0%
Abruzzo	214	2112	3,7	4.888,9	5.057,6	70,4%	29,6%
Molise	95	500	0,8	1.110,1	1.150,9	70,6%	29,4%
Campania	359	5845	31,9	4.708,4	8.268,2	79,3%	20,7%
Puglia	252	1785	139,7	3.517,3	8.626,3	91,6%	8,4%
Basilicata	111	448	0,8	968,5	1.673,0	53,8%	46,2%
Calabria	241	727	35,5	3.457,5	3.559,7	89,2%	10,8%
Sicilia	216	1826	69,7	4.851,3	8.990,2	93,1%	6,9%
ITALIA	6.595	98.881	1.739,1	107.470,0	150.857,0	79,0%	21,0%
di cui non in funzione	-	-	6,4	273,7	172,1	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

alta e in bassa pressione.

Mediamente i gestori possiedono il 79% delle reti che gestiscono. I Comuni, invece, ne possiedono solo il 21%. Le quote di proprietà variano abbastanza notevolmente da regione a regione. La consueta analisi della ripartizione di clienti e volumi distribuiti per categoria d'uso, illustrata in queste pagine, viene effettuata sulla base delle categorie d'uso entrate in vigore nel 2013. Definite¹¹ nell'ambito della riforma del *settlement*, tali categorie sono state adottate con lo scopo di attribuire agli utenti del servizio di bilanciamento i quantitativi di gas consumati dai punti di riconsegna (cioè dai clienti finali) che non vengono misurati giornalmente e sono individuate in base a profili di consumo standard.

Più della metà dei clienti (il 53,5%) utilizza il gas contemporaneamente per il riscaldamento e per la cottura dei cibi e/o la produzione di acqua calda sanitaria (codice C3); tale categoria, che preleva il 45,5% del gas complessivamente distribuito in Italia, comprende un consumo medio di 1.115 m³ all'anno, sostanzialmente analogo a quello rilevato lo scorso anno, pari a 1.118 m³. La seconda categoria più diffusa di clienti (42,8%) è quella corrispondente al codice C2, che prevede l'impiego di gas per gli usi di cucina e/o per la produzione di acqua calda. Il gas complessivamente distribuito a questo fine è risultato pari al 6,5% del totale, per un consumo annuo mediamente pari a 200 m³ (207 nel 2015). L'utilizzo del gas a soli fini di riscaldamento (codice C1) non possiede una quota rilevante in termini di clienti

(solo il 2%), ma incide molto di più in termini di consumi: esso, infatti, ha prelevato il 21,5% del gas totale. Nel 2016 il consumo medio annuo di tale uso è risultato di 14.251 m³. Poco più di un quinto dei volumi di gas prelevati, infine, viene utilizzato per usi tecnologici associati a quelli di riscaldamento (codice T2). Il consumo medio per questo utilizzo è ovviamente molto elevato e si aggira intorno a 21.000 m³.

Il consumo medio complessivo che emerge dalle diverse categorie d'uso è pari a 1.313 m³/anno (Tav. 3.15), un valore molto simile rispetto ai 1.331 m³ rilevati per il 2015.

La tavola 3.16 mostra come si ripartiscono i clienti e i volumi per fasce di prelievo. Le prime due fasce che, data l'esiguità del consumo annuo (al massimo pari a 480 m³), comprendono prevalentemente consumi di tipo domestico, contano molto in termini di clienti (48,7%), ma assorbono solo il 6,1% del gas complessivamente distribuito. Come sempre, la classe più numerosa in termini sia di numero di gruppi di misura sia di volumi è quella che prevede un consumo annuo compreso tra 481 e 1.560 m³; in essa ricadono le famiglie o le piccole attività commerciali che, conformemente a quanto appena visto sui dati per categoria d'uso, impiegano il gas per il riscaldamento dei locali e la produzione di acqua calda o la cucina.

Gli usi produttivi del gas sono in prevalenza compresi nelle ultime quattro classi che, pur essendo relativamente meno dense (tutte insieme contano solo per l'1,9% del totale dei clienti), assorbono quasi la metà del gas complessivamente distribuito (48,8%).

CODICE	CATEGORIA D'USO	QUOTA SU CLIENTE	QUOTA SU VOLUMI	CONSUMO MEDIO
C1	Riscaldamento	2,0%	21,5%	14.296
C2	Uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	42,8%	6,5%	200
C3	Riscaldamento + uso cottura cibi e/o produzione di acqua calda sanitaria	53,5%	45,5%	1.115
C4	Uso condizionamento	0,0%	0,0%	5.443
C5	Uso condizionamento + riscaldamento	0,0%	0,0%	2.494
T1	Uso tecnologico (artigianale-industriale)	0,2%	3,2%	27.790
T2	Uso tecnologico + riscaldamento	1,5%	23,2%	20.898
TOTALE		100,0%	100,0%	1.313

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.15

Ripartizione di clienti e consumi per categoria d'uso nel 2016

Quote percentuali dei clienti allacciati alle reti di distribuzione al 31/12/2016 e dei volumi a essi distribuiti; consumo medio in metri cubi

¹¹ Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

Nella tavola la consistenza dei clienti per fascia di prelievo e le relative quote sono calcolate a partire dal dato dei gruppi di misura¹² rilevati in ciascuna fascia. Valutando la numerosità dei clienti attraverso i punti di riconsegna¹³, si ottiene un valore più ampio di circa 1,26 milioni di unità, quasi tutte concentrate nella fascia di prelievo più piccola. Con l'eccezione della tavola 3.16, che riporta entrambi i dati, si precisa comunque che in tutto il paragrafo i clienti sono valutati mediante i gruppi di misura.

I dati mostrano una sostanziale stabilità rispetto a quelli del 2015, in termini sia di numerosità sia di volumi prelevati. La quota delle prime tre classi, infatti, lo scorso anno era pari all'87,5% relativamente ai gruppi di misura, mentre nel 2016 è salita all'87,9%; quella che riguarda, invece, i volumi prelevati è passata dal 33,3% al 33,1%.

La tavola 3.17 offre un dettaglio della ripartizione dei prelievi e dei clienti, suddivisi per fascia di consumo annuo e per le diverse tipologie settoriali individuate nel *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas (TIVG)*¹⁴.

Nel 2016 il settore domestico risulta composto da poco più di 21 milioni di clienti che hanno prelevato quasi 15 G(m³), ovvero il 48,1% di tutto il gas distribuito. Se ai volumi del settore domestico in senso stretto aggiungiamo quelli dei condomini con uso domestico, il consumo del settore "domestico allargato" raggiunge la significativa quota del 56,3% di tutto il gas distribuito in Italia, oltre che una

frazione dei clienti totali del 90,4%.

Circa un miliardo di metri cubi (cioè il 3,4% del totale) è stato prelevato dalle attività di servizio pubblico, definite come i punti di riconsegna nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza, come ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. Gli "altri usi" rappresentano il 9,2% dei clienti e il 40,3% dei volumi distribuiti. I consumi medi che emergono da questi dati sono coerenti con quelli evidenziati dalle suddivisioni dei prelievi osservate finora: 705 m³ per i clienti domestici, 11.528 per i condomini, 12.312 per le attività di servizio pubblico, 5.747 per gli "altri usi" e 1.313 per tutti i clienti nel loro complesso. Tutti le tipologie presentano consumi medi in trascurabile diminuzione rispetto al 2015.

Il 42% delle famiglie si colloca nella fascia di consumo 481-1.560 m³/anno e assorbe il 53% dei volumi complessivamente prelevati per uso domestico; in questa fascia, il consumo medio risultante è di 906 m³/anno. Più di metà (54%) dei condomini con uso domestico appartiene alla fascia di consumo 5.001-80.000 m³/anno, che in termini di volume di gas prelevato conta per l'81% di tutto il gas distribuito ai condomini; 17.372 m³/anno è il valore di consumo medio annuo che emerge in questa classe. La stessa fascia di consumo è quella in cui ricade anche il numero maggiore (29%) di gruppi di misura relativi alle attività di servizio pubblico, che da sola assorbe il 41% di tutto il gas utilizzato a questo scopo; tali clienti manifestano un consumo

TAV. 3.16

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2016 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	PUNTI DI RICONSEGNA	DI CUI DOTATI DI GRUPPI DI MISURA	VOLUMI	QUOTA SUI GRUPPI DI MISURA	QUOTA SUI VOLUMI
0-120	6.949	5.722	188	24,3%	0,6%
121-480	5.772	5.754	1.690	24,4%	5,5%
481-1.560	9.248	9.232	8.377	39,2%	27,1%
1.561-5.000	2.426	2.425	5.580	10,3%	18,0%
5.001-80.000	419	418	6.446	1,8%	20,8%
80.001-200.000	12	12	1.468	0,1%	4,7%
200.001-1.000.000	6	6	2.615	0,03%	8,5%
Oltre 1.000.000	2	2	4.580	0,01%	14,8%
TOTALE	24.834	23.572	30.944	100,0%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹² Il gruppo di misura, o misuratore, è la parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale; esso comprende un eventuale correttore dei volumi misurati.

¹³ Il punto di riconsegna è il punto di confine tra l'impianto di distribuzione e l'impianto del cliente finale, dove l'impresa di distribuzione riconsegna il gas naturale per la fornitura al cliente finale.

¹⁴ Allegato A alla delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09 e s.m.i.

medio analogo a quello dei condomini, pari a 17.596 m³/anno. Infine, il maggior numero di clienti degli "altri usi" (il 44%) appartiene alla prima fascia di consumo, che però rappresenta solo lo 0,1% dei volumi complessivamente prelevati dagli "altri usi". Il 34% dei volumi complessivamente erogati per gli "altri usi" appartiene all'ultima fascia, quella con consumi annui superiori a 1 M(m³); il consumo medio annuo di quest'ultima classe, in particolare, risulta pari a 2,8 M(m³).

Un'ulteriore spaccatura dei clienti e dei volumi distribuiti in Italia con dettaglio settoriale e geografico è esposta nella tavola 3.18.

La tavola consente di apprezzare come i valori medi visti per l'Italia nel suo complesso siano in realtà abbastanza differenziati territorialmente, con consumi medi che - per tutte le tipologie di clienti - al Nord (1.657 m³) valgono circa 2,5 volte quelli osservati al Sud e Isole (650 m³), mentre quelli del Centro assumono valori intermedi (1.049 m³). La variabilità climatica del territorio italiano e il diverso grado di metanizzazione nelle varie aree del Paese spiegano gran parte della marcata eterogeneità osservata nei prelievi regionali di gas. Un altro elemento che incide su tale variabilità risiede nella differente distribuzione tra le regioni delle attività produttive di taglia medio-piccola, che sono tipicamente servite da reti secondarie. Le proporzioni indicate tendono a mantenersi per tutte le tipologie considerate, anche se, nel caso del settore domestico e delle attività di servizio pubblico la variabilità territoriale è leggermente meno marcata. Infatti, nel caso

del settore domestico, i consumi medi al Sud e Isole, pari a 487 m³/anno sono poco più della metà di quelli del Nord, pari a 826 m³/anno, mentre al Centro valgono 605 m³/anno. Anche nel caso delle attività di servizio pubblico, i consumi medi del Sud corrispondono a poco più della metà di quelli del Nord: infatti, per questo uso i clienti risultano prelevare mediamente 14.395 m³ al Nord, 11.110 m³ al Centro e 7.680 m³ al Sud. La differenziazione geografica si amplia se guardiamo ai condomini che consumano in media 12.735 m³ al Nord, 9.181 m³ al Centro e 5.303 m³ al Sud. La variabilità territoriale maggiore, tuttavia, si ha nel caso degli "altri usi", che comprendono i consumi delle attività produttive. In questo caso i consumi medi che si osservano al Nord (7.576 m³/anno) valgono quattro volte quelli del Sud (1.871 m³/anno) e sono quasi doppi rispetto a quelli del Centro (4.383 m³/anno). La tavola 3.19 mostra la diffusione dei gruppi di misura elettronici e tradizionali al 31 dicembre 2015 e alla stessa data del 2016, distinguendo per l'ultimo anno anche la loro accessibilità parziale o totale¹⁵. L'Autorità ha disciplinato la messa in servizio graduale di gruppi di misura elettronici per tutti i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, a partire dal 2008. Nel corso del tempo, in considerazione dei ritardi registrati nel processo di installazione, l'Autorità è più volte intervenuta con successive revisioni delle tempistiche e individuando forme flessibili di implementazione da parte delle imprese di distribuzione.

TAV. 3.17

Ripartizione dei clienti della distribuzione e dei prelievi per fascia di prelievo e per uso

Punti di riconsegna e gruppi di misura al 31/12/2016 in migliaia; volumi prelevati in M(m³)

FASCIA DI PRELIEVO (m ³ /anno)	GRUPPI DI MISURA				VOLUMI			
	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO	ALTRI USI
0-120	4.724	23	18	957	180	1	0,3	8
121-480	5.475	13	9	257	1.607	4	3	77
481-1.560	8.755	24	16	437	7.935	23	16	404
1.561-5.000	2.090	39	17	279	4.628	125	50	776
5.001-80.000	52	119	25	223	428	2.070	438	3.509
80.001-200.000	0,2	2	1,2	9	22	217	140	1.089
200.001-1.000.000	0,1	0,3	0,4	5	38	88	165	2.325
Oltre 1.000.000	0	0,0	0,1	2	35	21	254	4.270
TOTALE	21.096	221	87	2.168	14.873	2.547	1.065	12.459

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁵ La definizione di accessibile, non accessibile o parzialmente accessibile dipende dalla possibilità che il segnante del misuratore, ai fini della visualizzazione dei valori dei totalizzatori, sia consentito liberamente o meno. Più precisamente: il misuratore è definito "accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica; è definito "non accessibile" quando l'accesso al segnante è consentito solo in presenza del titolare del punto di riconsegna o di altra persona da questi incaricata; è definito "con accessibilità parziale" quando l'impresa di distribuzione può normalmente accedere al misuratore in presenza di persona che consenta l'accesso al luogo in cui il misuratore è installato.

TAV. 3.18

Clienti e consumi per
tipologia di cliente e regione
nel 2016

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

REGIONE	USO DOMESTICO CONDOMINIO		USO DOMESTICO		ATTIVITÀ DI SERVIZIO PUBBLICO		ALTRI USI	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	1.822	1.434	38	436	9	150	239	1.442
Valle d'Aosta	18	16	1	8	0	6	4	16
Lombardia	4.397	3.665	57	855	16	235	438	3.504
Trentino Alto Adige	242	178	8	62	2	43	30	341
Veneto	1.882	1.778	16	156	6	97	216	1.805
Friuli Venezia Giulia	499	414	6	75	2	44	52	318
Liguria	834	387	11	170	3	33	55	223
Emilia Romagna	2.062	1.836	24	273	11	89	214	1.806
Toscana	1.493	1.042	12	104	5	50	123	899
Umbria	326	201	2	14	1	12	36	210
Marche	618	470	4	30	3	35	63	324
Lazio	2.093	1.000	27	270	9	119	199	563
Abruzzo	578	374	3	18	2	23	78	213
Molise	119	76	1	9	1	7	11	27
Campania	1.264	550	6	29	5	44	156	319
Puglia	1.269	712	3	19	3	33	73	222
Basilicata	185	123	1	7	1	11	23	35
Calabria	372	180	1	3	3	14	73	52
Sicilia	1.024	437	3	9	4	21	84	137
ITALIA	21.096	14.873	221	2.547	87	1.065	2.168	12.459

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.19

Diffusione dei gruppi di
misura elettronici al 31
dicembre 2015 e 2016 per
classe di misuratore

Numero di gruppi di misura in
migliaia; prelievi in M(m³)

CLASSE E TIPO DEI GRUPPI DI MISURA	2015	2016			NUMERO TOTALE	PRELIEVI
	NUMERO TOTALE	ACCESSIBILI	PARZIALMENTE ACCESSIBILI	NON ACCESSIBILI		
ELETTRONICI						
Fino a G6	1.578	1.527	540	1.468	3.536	2.425
G6	13	19	7	12	38	104
Da G6 a G25	184	116	45	52	213	1.569
G25	95	44	27	27	98	1.401
G40	53	22	16	16	53	1.276
Oltre G40	63	25	17	22	64	9.791
Totale elettronici	1.986	1.754	651	1.597	4.001	16.566
TRADIZIONALI						
Fino a G6	20.518	7.309	2.733	8.819	18.861	12.780
G6	698	259	88	279	626	1.102
Da G6 a G25	99	27	15	24	66	261
G25	12	3	2	3	8	34
G40	6	1	1	2	4,4	36
Oltre G40	7	1	1	3	6	166
Totale tradizionali	21.340	7.600	2.841	9.130	19.571	14.378
TOTALE GRUPPI DI MISURA	23.326	9.354	3.492	10.726	23.572	30.944

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

L'installazione dei misuratori elettronici prosegue di anno in anno, specie nei settori caratterizzati da più elevati consumi: il 92% dei gruppi di misura di portata più ampia (quelli dal G25 in poi), infatti, è elettronico.

Tra il 2015 e il 2016 il numero di misuratori elettronici in funzione è raddoppiato. Nel corso dell'anno ne sono stati installati poco più di 2 milioni, il 97% dei quali ha riguardato quelli più piccoli, cioè i gruppi di misura fino alla classe G6. La quota di famiglie (gruppi di misura intestati a clienti domestici) dotata di misuratore elettronico è quindi salita al 16%. Alla fine del 2016 risultano dotati di misuratori elettronici per il gas oltre metà dei condomini con uso domestico, il 40% delle attività di servizio pubblico e il 21% dei gruppi di misura afferenti agli "altri usi" (Fig. 3.10).

L'attività di misura dei distributori è riassunta nella tavola 3.20 che riporta le percentuali di clienti, distinti per classe di consumo annuo, che vengono letti con diversa periodicità nel corso dell'anno. I tentativi annui di raccolta delle misure variano in base alla dimensione dei clienti: la lettura giornaliera o mensile è riservata ai clienti con i consumi più elevati, mentre i tentativi di lettura degli utenti con i consumi più bassi sono molto meno frequenti.

I punti di riconsegna caratterizzati da consumi molto contenuti, fino a 500 m³/anno, ricevono un tentativo di misura all'anno nell'81,4% dei casi, vengono letti con periodicità semestrale nel 5,6% dei casi e con periodicità trimestrale nel 9,6% dei casi. Gli utenti con consumo annuo compreso tra 501 e 1.500 m³, invece, vengono misurati prevalentemente due o tre volte all'anno (rispettivamente,

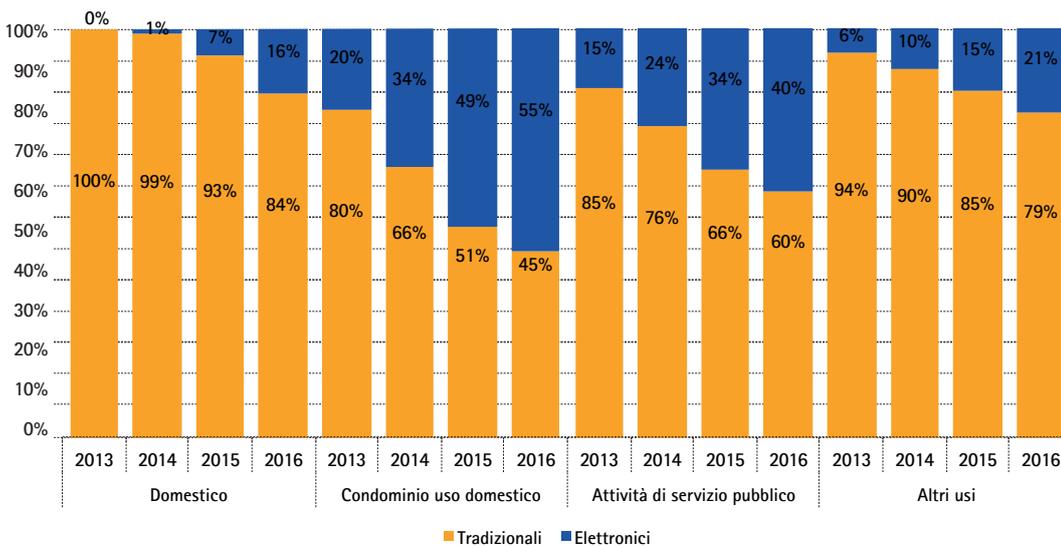


FIG. 3.10

Gruppi di misura elettronici e tradizionali dal 2013 per tipologia di cliente
Percentuale di gruppi di misura installati

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

CLASSI DI CONSUMO ANNUO (m ³)	GIORNALIERA	PDR ATTIVI CON TENTATIVO DI MISURA					TOTALE
		MENSILE	1 VOLTA L'ANNO	2 VOLTE L'ANNO	3 VOLTE L'ANNO	PIÙ DI 3 VOLTE L'ANNO	
0-500	0,3%	0,1%	81,4%	5,6%	9,6%	3,1%	100,0%
501-1.500	0,3%	0,1%	4,9%	28,9%	55,4%	10,4%	100,0%
1.501-5.000	2,5%	0,7%	1,1%	3,9%	73,3%	18,3%	100,0%
> 5.000	61,2%	31,9%	1,3%	1,2%	3,7%	0,7%	100,0%
TOTALE	1,8%	0,8%	38,2%	14,9%	36,3%	7,9%	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.20

Attività di misura degli utenti attivi al 31 dicembre 2016 distinti per classe di consumo

nel 28,9% e nel 55,4% dei casi); solo il 10,4% di questi utenti viene misurato più di tre volte l'anno. La misura dei consumi degli utenti di media dimensione (1.501-5.000 m³/anno) avviene in prevalenza tre volte l'anno (73,3%) o più di tre volte l'anno (18,3%). Il 61,2% degli utenti di dimensione più grande viene letto quotidianamente e il 31,9% con periodicità mensile.

Complessivamente si può vedere che la misura giornaliera riguarda solo l'1,8% dei clienti (che valgono il 39% dei volumi di gas distribuiti); la misura mensile avviene per lo 0,8% dei clienti (7,7% dei volumi distribuiti); il 38,2% dei punti di riconsegna (che rappresenta il 6% in termini di volumi) riceve un tentativo di lettura all'anno; il 14,9% dei punti di riconsegna (8,2% dei volumi) viene rilevato due volte l'anno e il 36,3% dei clienti (che vale il 32,7% dei volumi distribuiti) viene rilevato tre volte l'anno. Infine, il 7,9% dei punti (6,3% dei volumi) viene rilevato più di tre volte l'anno (ma meno di 12).

La tavola 3.21 illustra, infine, i primi venti gruppi societari che hanno

operato nel 2016 nella distribuzione di gas naturale con le relative quote di mercato e la posizione nella classifica dell'anno precedente. Non si registrano cambiamenti significativi se non la discesa al diciassettesimo posto del gruppo Acsm-Agam che lo scorso anno era al dodicesimo posto. Ciò è dovuto principalmente alla perdita della distribuzione nei comuni di Como e San Fermo della Battaglia, che Acsm-Agam Reti Gas-Acqua ha ceduto a 2i Rete Gas dopo che questa si è aggiudicata le relative gare.

Il "nuovo" gruppo Italgas è il primo con una quota del 23,8%. Diversamente da quanto accade negli altri segmenti della filiera, il secondo gruppo, 2i Rete Gas, segue con una quota poco distante del 17,2%. Nel corso del tempo il gruppo (ex Enel Rete Gas) ha acquisito e/o incorporato varie società, tra cui G6 Rete Gas, incorporata nel 2013, Genia Distribuzione Gas dal 2014 e GP Gas dal 2015. Come lo scorso anno, il terzo gruppo è Hera, la cui quota è pari al 9,5%.

Nel 2015 i primi venti gruppi hanno coperto l'81,1% della distribuzione totale (80,6% nel 2015).

TAV. 3.21

Primi venti gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2016

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

GRUPPO	VOLUMI	QUOTA	POSIZIONE NEL 2015
Italgas	7.372	23,8%	1°
2i Rete Gas	5.329	17,2%	2°
Hera	2.925	9,5%	3°
A2A	1.838	5,9%	4°
Iren	1.324	4,3%	5°
Toscana Energia	1.062	3,4%	6°
Ascopiave	805	2,6%	7°
Linea Group Holding	617	2,0%	8°
Estra	546	1,8%	9°
EG Holding	387	1,3%	10°
AGSM Verona	354	1,1%	11°
Ambiente Energia Brianza	344	1,1%	13°
Unión Fenosa Internacional Sa	308	0,9%	14°
Energei	301	1,0%	15°
Dolomiti Energia	279	0,9%	17°
Gas Rimini	278	0,9%	16°
Acsm-Agam	277	0,9%	12°
Edison	259	0,8%	18°
AIM Vicenza	249	0,8%	20°
AIMAG	247	0,8%	19°
Altri	5.842	18,9%	-
TOTALE	30.944	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Connessioni

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti con le reti di trasporto o di connessioni di condotte presso la rete di distribuzione. All'interno di ciascuna tipologia di impianto, sono evidenziati i dati relativi al numero di connessioni effettuate e al tempo medio trascorso per ottenerle al netto di quello necessario per acquisire eventuali autorizzazioni o adempimenti da parte del cliente finale che ha richiesto la connessione stessa. Il tempo medio è indicato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di trasporto, come previsto dal contratto di allacciamento stipulato.

Nel 2016 sono state realizzate 66 connessioni con la Rete di trasmissione nazionale (RTN), di cui 57 in alta pressione e nove in media pressione (Tav. 3.22). Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 30 giorni lavorativi (58,8 giorni per le condotte in alta pressione e 10,9 giorni per quelle in media pressione). Rispetto al 2015, lo scorso anno è stato realizzato complessivamente lo stesso numero

di connessioni: cinque in più sulla rete in alta pressione e cinque in meno sulle reti di trasporto in media pressione. Il tempo medio di realizzazione degli allacciamenti, invece, è nettamente cambiato rispetto all'anno precedente in entrambi i casi: quasi dimezzato nel caso delle reti in alta e più che raddoppiato nelle reti in media (ma questo dato tende a risentire della diversa composizione delle imprese che di anno in anno rispondono al questionario).

Per la rete di distribuzione si osserva una discesa nel numero di connessioni realizzate (Tav. 3.23): nel 2016 è risultato pari a 122.109 contro le 130.703 del 2015. Come sempre la maggior parte degli allacciamenti è avvenuta in bassa pressione (97%) e la restante in media pressione. Diversamente dal trasporto si registra un netto incremento dei tempi di attesa per le connessioni, passato in media da 28,5 giorni lavorativi a 259,6 giorni lavorativi. Il forte allungamento dei tempi medi è dovuto alla crescita del tempo medio per gli allacciamenti in alta pressione. Escludendoli dal calcolo della media, risulta che rispetto al 2015 il tempo medio per ottenere una connessione è cresciuto da 11,2 a 16,3 giorni lavorativi.

PRESSIONE	2015		2016	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	52	100	57	58,8
Media pressione	14	4,4	9	10,9
TOTALE	66	52,2	66	30,0

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.
Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.22

Connessioni con le reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2015 e nel 2016

Numero di connessioni e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2015		2016	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	2	62,5	1	746,0
Media pressione	3.903	16,2	4.136	24,9
Bassa pressione	126.798	6,8	117.972	7,8
TOTALE	130.703	28,5	122.109	259,6

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.23

Connessioni con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2015 e nel 2016

Numero di connessioni e tempo medio in giorni lavorativi

Mercato all'ingrosso del gas

Nel 2016 hanno dichiarato, nell'Anagrafica operatori, di svolgere (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale 570 società.

Di queste, hanno risposto all'Indagine annuale sui settori regolati 513 imprese, di cui 39 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno (Tav. 3.24). Delle 474 attive, 81 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 281 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 112, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Complessivamente il gas commercializzato nel mercato totale della vendita (mercato all'ingrosso e mercato finale) ha raggiunto 252,8 G(m³), con una crescita rispetto allo stesso dato del 2015 del 9,3%. Il 37,8% di tale gas, cioè 95,6 G(m³), è stato intermediato dai grossisti, il 4,3%, cioè 10,9 G(m³), dai venditori puri e il 57,9%, cioè 146,4 G(m³), dagli operatori misti. Nel 2016, come già negli anni precedenti, i venditori puri hanno perso terreno in favore dei grossisti e degli operatori misti, la cui posizione relativa nel mercato totale è ulteriormente cresciuta.

Come nel 2015, il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 195,5 G(m³), è stato alimentato per il 49% da grossisti puri e per il restante 51% da operatori misti. I 57,4 G(m³) venduti al mercato finale sono stati collocati per il 19% da venditori puri e per l'81% da operatori misti.

L'analisi delle attività che si sono svolte sul mercato all'ingrosso del

gas è descritta nel resto di questo paragrafo, mentre l'andamento del mercato finale della vendita sarà illustrato più avanti in questo stesso Capitolo (si veda l'apposito paragrafo).

Diversamente dagli anni più recenti, nel 2016 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso non è aumentato, mentre è cresciuto il volume di gas che hanno complessivamente intermediato (Tav. 3.25). Infatti, 193 venditori, sei in meno del 2015, hanno venduto complessivamente quasi 18 G(m³) in più del 2015. Grazie a questi andamenti (più ampio mercato e minor numero di venditori) il volume medio unitario è cresciuto del 13,4%, passando da 893 a 1.013 M(m³) nel complesso del mercato, evidenziando la terza risalita consecutiva, dopo diversi anni in cui andava diminuendo.

Come di consueto, è opportuno ripartire gli operatori in classi di vendita: la tassonomia, che li suddivide in grandi, medi, piccoli e piccolissimi, è effettuata prendendo a riferimento il volume di vendita complessivo di ciascuna impresa (che può essersi realizzato sia nel mercato all'ingrosso sia nel mercato finale se l'operatore è di tipo "misto"). In tal modo si vede che la diminuzione complessiva nel numero dei venditori riguarda le ultime due classi di venditori, quelle dei piccoli e piccolissimi. La classe dei medi, invece, è cresciuta di sette unità, per l'ingresso di cinque imprese provenienti dalla classe dei piccoli (Gazprom Marketing and Trading Limited, Exo Energy Trading, Statoil ASA, C.U.RA Gas & Power e Met International AG), una che nel 2015 era nella classe dei piccolissimi (Banca IMI) e un solo soggetto nuovo entrato (EP Commodities).

L'11,9% del gas venduto all'ingrosso è stato fornito da Eni, il 33,6%

TAV. 3.24

Numero di operatori e vendite nel 2016
M(m³)

OPERATORI	NUMERO	AL MERCATO FINALE	AL MERCATO ALL'INGROSSO	DI CUI AL PSV	TOTALE
Grossista puro	81	-	95.590	88.099	95.590
Venditore puro	281	10.862	-	-	10.862
Operatore misto	112	46.524	99.865	66.475	146.389
Inattivo	39	-	-	-	-
TOTALE	513	57.386	195.455	154.573	252.841

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.25

Mercato all'ingrosso nel periodo 2012-2016

OPERATORI(A) PER CLASSE DI VENDITA	2012	2013	2014	2015	2016
NUMERO	152	172	184	199	193
Eni	1	1	1	1	1
Grandi	1	1	3	4	4
Medi	24	28	26	32	39
Piccoli	66	78	78	66	63
Piccolissimi	60	64	76	96	86
VOLUME VENDUTO G(m ³)	101,1	109,4	146,8	177,7	195,5
Eni	13,3	14,6	22,0	23,0	23,3
Grandi	8,3	9,7	40,9	58,9	65,7
Medi	61,1	67,0	63,5	78,4	92,1
Piccoli	17,5	17,2	19,4	16,3	13,2
Piccolissimi	0,9	1,0	0,9	1,2	1,1
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m ³)	665	625	798	893	1.013
Eni	13.342	14.584	22.012	22.983	23.341
Grandi	8.270	9.728	13.649	14.713	16.428
Medi	2.545	2.391	2.441	2.449	2.361
Piccoli	265	220	249	247	210
Piccolissimi	15	16	12	12	13

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

dai grandi venditori, il 47,1% dai venditori medi. Le 149 piccole o piccolissime imprese di vendita hanno intermediato solo il 7,3% del mercato all'ingrosso. Come sempre, quindi, la quota maggiore del mercato è stata fornita dai 39 operatori di media dimensione, il cui venduto in media è di 2,4 G(m³).

La crescita complessiva nei volumi di vendita all'ingrosso, pari a 17,8 G(m³) (+10%), è andata prevalentemente a beneficio della classe dei medi (+13,7 miliardi), benché tutte le classi d'impresa abbiano incrementato le vendite con l'eccezione di quella relativa ai piccoli.

Come sempre, sono numerose le variazioni societarie che sono state comunicate nell'Anagrafica operatori relativamente all'attività di vendita all'ingrosso e che sono avvenute tra l'inizio del 2016 e il primo trimestre del 2017. Riassumendo:

- sette imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale; quattro nel corso del 2016: Elettra, Free Energia, Esla, Master Trading (che dall'ottobre 2016 è il nuovo nome di Argos Energia) e tre all'inizio del 2017 NoiEnergia, Gas and Power, Enercity;
- nove imprese hanno cessato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale (Morgan Stanley and Co. International

PLC, Arcadia Italia, Gas Mediterraneo & Petrolio, Holding Energie Italiane, Greenex, AEVV Energie, Estra Logistica, Cogenpower Gas & Power; SEL AG ha cessato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale prima di essere incorporata in O.9, divenuta poi Alperia);

- vi sono state diverse incorporazioni. In particolare: Chiara Gaservizi è stata incorporata in Simecom con decorrenza 1 gennaio 2016; nel mese di settembre Unogas Energia ha incorporato GEO, GdF Suez Energia Italia ha incorporato GdF Suez Energie e ha contestualmente assunto la nuova ragione sociale Engie Italia, mentre Ternienergia ha incorporato Terni Energia Gas & Power avviando al contempo l'attività di vendita all'ingrosso; in dicembre Acam Clienti è stata incorporata da Eni, Illumia Trend ha incorporato Illumia Gas Supply e A2A ha incorporato A2A Trading. L'1 gennaio 2017 Youtrade ha incorporato BeNRG e a febbraio Tradenergia è stata incorporata da Metano Nord;
- sette imprese hanno cambiato gruppo societario: nel 2016 Simp Gas è entrata nel gruppo Tradeinv Gas & Energy in quanto quest'ultima ne ha acquisito il 51% delle quote così come, all'inizio del 2017, vi è entrata Energy Only, dopo che Tradeinv Gas

& Energy ha acquisito il 100% del suo capitale sociale; Coop Gas è entrata nel gruppo E.S.T.R.A dal febbraio 2016 (prima era gruppo CPL Concordia); N.G.S. ha cambiato gruppo (prima IEG) entrando in Tody Engineering visto che questa detiene il 100% delle quote del capitale sociale; Compagnia Energetica Italiana è uscita dal gruppo ENOI (che ne possedeva il 100% del capitale sociale) perché acquisita all'81% da Compago; Energrid non fa più parte del gruppo C.I.E. dal novembre 2016; all'inizio del 2017 Energetic Source ha nuovamente cambiato la propria ragione sociale in EVIVA entrando a far parte di questo stesso gruppo;

- infine, tre imprese hanno cambiato natura giuridica, divenendo società per azioni e dieci aziende hanno cambiato ragione sociale: E.On Global Commodities SE è diventata Uniper Global Commodities SE; in occasione del cambio nell'assetto proprietario, Energetic Source Unipersonale è divenuta Energetic Source; hanno cambiato ragione sociale le imprese del gruppo GdF Suez, quindi Gdf Suez EMT ora è Engie Energy Management, mentre GdF Suez Trading ora è Engie Global Markets; Trenta è diventata Dolomiti Energia e ha ceduto l'attività di vendita all'ingrosso gas a Multiutility, quest'ultima successivamente ha cambiato nome in Dolomiti Energia Trading; Swiss Gas & Light ora si chiama Lirnas Gas & Luce; Sebina Unipersonale è la nuova ragione sociale di Edelweiss Servizi Energetici; Azienda Energetica Trading ha variato la ragione sociale in Alperia Energy; MGP Trading ha modificato la ragione sociale in Earth Energy.

Le importazioni e gli acquisti al PSV sono le modalità più frequenti con cui i grossisti di gas si approvvigionano della materia prima che poi rivendono (Tav. 3.26): su 100 m³ acquistati, in media 84,6 m³

(82,1 m³ nel 2015) provengono da queste due fonti, con una prevalenza del PSV (60 m³) sulle importazioni (24,5 m³). I restanti 15,4 m³ provengono perlopiù dagli acquisti da altri rivenditori nazionali (12 m³) e in minima parte (2,1 m³) dalla produzione nazionale. Risultano ancora minoritari gli acquisti sulle piattaforme gas gestite dal Gestore dei mercati energetici (GME), dove in media vengono procacciati 0,7 m³ su 100 (questo valore è anche in diminuzione rispetto a quello del 2015, quando era pari a 1,4 m³).

L'incidenza delle varie fonti, tuttavia, cambia a seconda della dimensione degli operatori. La produzione di gas e gli approvvigionamenti all'estero costituiscono le principali fonti per Eni, che – come si è visto nelle pagine precedenti – possiede l'81,5% della produzione nazionale e importa quasi il 53% del gas che dall'estero arriva nel mercato italiano. La fonte estera, tuttavia, riveste una discreta importanza anche per i grandi operatori che oltre confine acquistano circa il 29% del gas che poi rivendono. Gli acquisti al PSV rappresentano, invece, la prima fonte di approvvigionamento per le classi intermedie (grandi, medi e piccoli). Gli acquisti da altri rivenditori sul territorio nazionale, sia alla frontiera sia al *City Gate*, hanno, invece, un peso maggioritario (il 56,4%) nell'approvvigionamento dei piccolissimi, insieme con gli acquisti al PSV (28,7%). Il ricorso ai mercati organizzati resta minoritario per i grossisti di qualunque dimensione: la quota maggiore, infatti, è quella dei piccoli che li acquistano il 2,6% del gas che trattano.

La tavola che illustra gli impieghi di gas da parte delle imprese grossiste (Tav. 3.27) evidenzia, ovviamente, che le quote maggiori di gas – in media il 75% – vengono utilizzate per la rivendita del gas ad altri operatori sul territorio nazionale. Tale quota è massima (86,6%) nel caso dei soggetti di grandi

TAV. 3.26

Approvvigionamento dei grossisti nel 2016
Quote percentuali

APPROVVIGIONAMENTO	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Produzione nazionale	9,8%	0,5%	0,0%	3,2%	6,0%	2,1%
Importazioni	78,0%	29,2%	5,1%	9,0%	6,4%	24,5%
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,4%	1,6%	16,2%	38,8%	56,4%	12,0%
Acquisti in stoccaggio	0,3%	0,0%	0,7%	1,7%	0,1%	0,5%
Acquisti al PSV	10,3%	68,7%	77,1%	44,8%	28,9%	60,0%
Acquisti in Borsa	0,1%	0,0%	0,9%	2,6%	2,3%	0,7%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.27

Impieghi di gas dei grossisti nel 2016

Quote percentuali

VENDITE	OPERATORI DEL MERCATO ALL'INGROSSO ^(A)					TOTALE
	ENI	GRANDI	MEDI	PICCOLI	PICCOLISSIMI	
Ad altri rivenditori sul territorio nazionale	55,7%	86,6%	80,0%	54,4%	30,4%	75,0%
– di cui vendite in stoccaggio	0,5%	0,1%	1,0%	2,2%	0,1%	0,5%
– di cui vendite al PSV	85,5%	81,0%	82,6%	56,5%	41,4%	60,4%
A clienti finali	29,5%	8,3%	15,3%	41,3%	33,3%	18,2%
– di cui collegati societariamente	5,4%	34,0%	42,1%	10,2%	1,7%	23,8%
Autoconsumi	14,1%	4,2%	3,0%	1,8%	34,8%	5,5%
Borsa	0,7%	0,8%	1,6%	2,5%	1,5%	1,3%
TOTALE	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

(A) Grandi: con vendite superiori a 10 G(m³); medi: con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³); piccoli: con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³); piccolissimi: con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

dimensioni, ma è molto rilevante anche nei medi e nei piccoli. La parte destinata al mercato finale conta complessivamente per il 18,2% (18,1% nel 2015), ma la sua importanza è massima per i piccoli (41,3%) e per i piccolissimi (33,3%) oltre che per Eni (29,5%). Gli operatori grandi e medi, che come si è appena detto usano perlopiù il gas per la rivendita ad altri operatori (specialmente al PSV), invece, concentrano le vendite finali

a clienti collegati societariamente. Mediamente, il 5,5% del gas è riservato agli autoconsumi, ma anche in questo caso si osserva una discreta variabilità tra le classi di operatori: quote rilevanti di gas sono dirette all'autoconsumo da Eni e dai piccolissimi, mentre una quota irrisoria si registra per i medio-piccoli. Il gas destinato alla Borsa risulta in tutte le classi molto limitato, pari in media solo all'1,3%.

TAV. 3.28

Vendite dei principali grossisti nel 2016

M(m³)

SOCIETÀ	A GROSSISTI E VENDITORI	A CLIENTI FINALI	TOTALE	QUOTA SU INGROSSO
Eni	23.341	12.236	35.577	11,9%
Eni Trading & Shipping	19.139	0	19.139	9,8%
Enel Trade	17.690	2.287	19.978	9,1%
Engie Global Markets	15.864	0	15.864	8,1%
Edison	13.018	3.981	16.999	6,7%
Engie Energy Management	8.057	0	8.057	4,1%
Shell Energy Europe Limited	7.416	0	7.416	3,8%
Dufenergy Trading Sa	5.618	0	5.618	2,9%
ENOI	4.697	191	4.888	2,4%
Engie Italia	4.632	1.884	6.516	2,4%
Roma Gas & Power	4.622	222	4.844	2,4%
Engie Sa	4.569	0	4.569	2,3%
Gunvor International B.V.	4.192	0	4.192	2,1%
Axpo Italia	3.932	640	4.572	2,0%
A2A Trading	3.332	189	3.521	1,7%
Hera Trading	3.047	161	3.208	1,6%
Edison Energia	2.156	4.301	6.456	1,1%
Koch Supply & Trading	2.155	0	2.155	1,1%
Edf Trading Limited	2.082	0	2.082	1,1%
Altri	45.896	20.432	66.328	23,5%
TOTALE	195.455	46.524	241.979	100%
Prezzo medio (c€/m ³)	18,98	30,73	21,24	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

In base ai dati ricevuti dalle imprese attive che hanno risposto all'Indagine annuale (474 nel 2016 e 456 nel 2015), hanno venduto almeno 2 G(m³), cioè poco più dell'1% circa di tutto il gas movimentato all'ingrosso, 19 società nel 2016 e 17 nel 2015; hanno venduto almeno 1 G(m³) 39 imprese nel 2016 e 32 nel 2015. La tavola 3.28 mostra sia il dettaglio dell'attività delle società il cui venduto ha raggiunto almeno 2.000 M(m³) nel mercato all'ingrosso, sia il prezzo mediamente praticato da tutti i grossisti ad altri rivenditori e ai clienti finali.

Punto di scambio virtuale

Il PSV è un *hub* virtuale, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale dei gasdotti, in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella rete stessa. Gestito da Snam Rete Gas, offre agli operatori un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio, in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento.

Nato nell'ottobre del 2003, nel tempo il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati sia di numero delle contrattazioni, grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e alla possibilità per i *traders*, dal novembre 2006, di effettuare transazioni senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto. Più in dettaglio, il PSV consente di notificare a Snam Rete Gas, gestore del sistema di trasporto, le cessioni di gas tra gli utenti, in modo che siano contabilizzate nei loro bilanci giornalieri. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali (c.d. *over-the-counter* - OTC) sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Dal settembre 2015 è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze¹⁶. Le regole approvate dall'Autorità hanno, infatti, reso operativo l'accesso al mercato nazionale italiano, attraverso il GME, delle Borse terze di altri Paesi europei, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV.

Nel 2016, 114 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; soltanto 32 di questi erano *traders* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Come nel 2015, l'andamento positivo della domanda di gas naturale ha riportato in aumento il numero dei sottoscrittori del PSV, che nel 2016 hanno raggiunto un punto di massimo a 185 unità. Ciononostante, il numero di quelli che hanno effettuato transazioni (Fig. 3.11) si è ridotto, rispetto al 2015, di 29 unità. Al contrario, è risultato in aumento il numero dei *traders* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) risaliti a 32 unità, contro le 23 del 2015. Si tratta, dunque, di una ripresa che segue tre anni di continua diminuzione.

La figura 3.12 mostra lo sviluppo delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV. Nel grafico vengono raggruppate le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne al PSV e, con l'indicazione "PSV-GME", l'insieme degli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati gestiti dal GME, cioè quelli avvenuti sulla Piattaforma per il bilanciamento del gas (PB-GAS) fino a settembre 2016, ma anche quelli nella M-GAS e, da ultimo, quelli gestiti come *clearing house*. Le importazioni presso gli *entry point*, che comprendono tutte le transazioni (commerciali e doganali), sono raggruppate in un'unica voce, che accoglie le cessioni registrate presso Tarvisio, Passo Gries, Mazara, Gorizia, Gela, nonché le riconsegne di gas che avvengono presso i terminali di GNL.

Come si vede, il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni sia di volumi scambiati, mentre è andata riducendosi la quota degli scambi ai punti di ingresso della RTN, erosa, in parte, dal diminuire delle importazioni e, in parte, dalle altre modalità di acquisto disponibili: PSV e mercati organizzati.

Nel 2016, grazie all'incremento delle importazioni, i volumi registrati ai punti di entrata della RTN hanno registrato una significativa ripresa (+10%), che segue quella già corposa (+16%) realizzata nel 2015. Anche i volumi OTC scambiati presso il PSV, che nel 2015 avevano subito la prima battuta d'arresto dopo oltre dieci anni di crescita ininterrotta, nel 2016 sono tornati in aumento. Con la

¹⁶ Per Borsa terza si intende il gestore di un mercato regolamentato estero, in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su tale mercato siano regolate attraverso una *clearing house* (cioè il soggetto terzo che si assume il rischio di controparte); oppure è la *clearing house* stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti offerti.

risalita del 16% hanno più che recuperato la caduta del 7% registrata nel 2015.

Ancora una notevole crescita, pari al 18%, ha interessato la voce PSV-GME, che segue quella del 18% del 2015. A partire dall'autunno 2015 le transazioni registrate al PSV, che agisce da *clearing house*, sono andate via via aumentando in misura notevole, specialmente

dal secondo trimestre del 2016. Inoltre, come si vedrà più in dettaglio nel paragrafo successivo, l'avvio del nuovo mercato di bilanciamento, che ha reso inattive le piattaforme di bilanciamento G+1 e G-1 dal quarto trimestre 2016, ha portato un netto incremento degli scambi nell'ultimo trimestre sulle varie piattaforme della M-GAS.

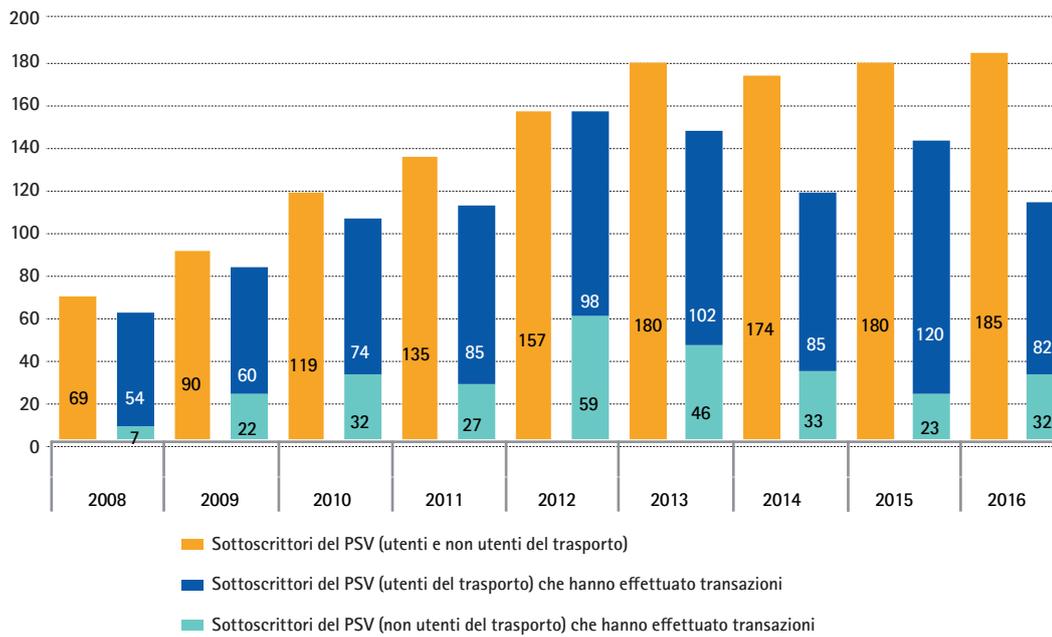


FIG. 3.11

Sottoscrittori del PSV dal 2008

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

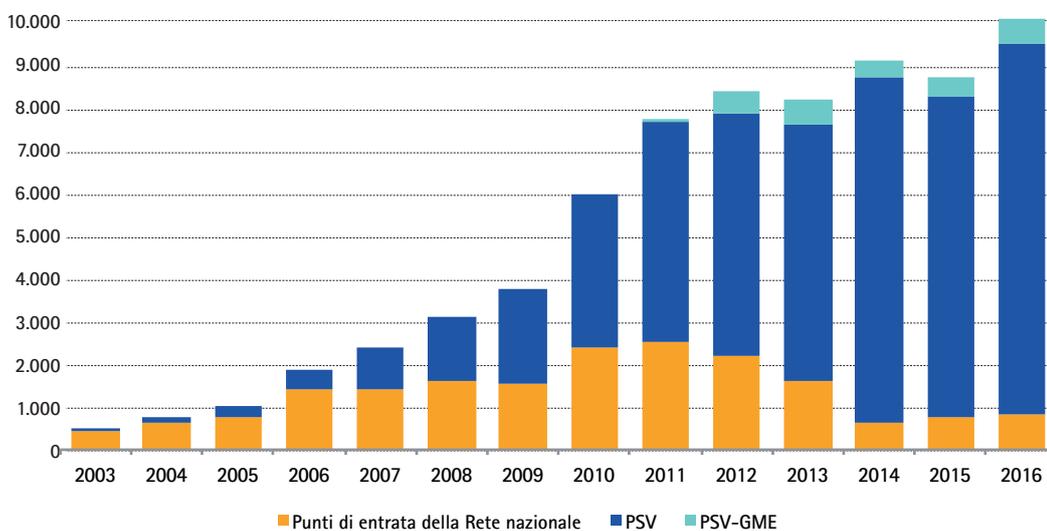


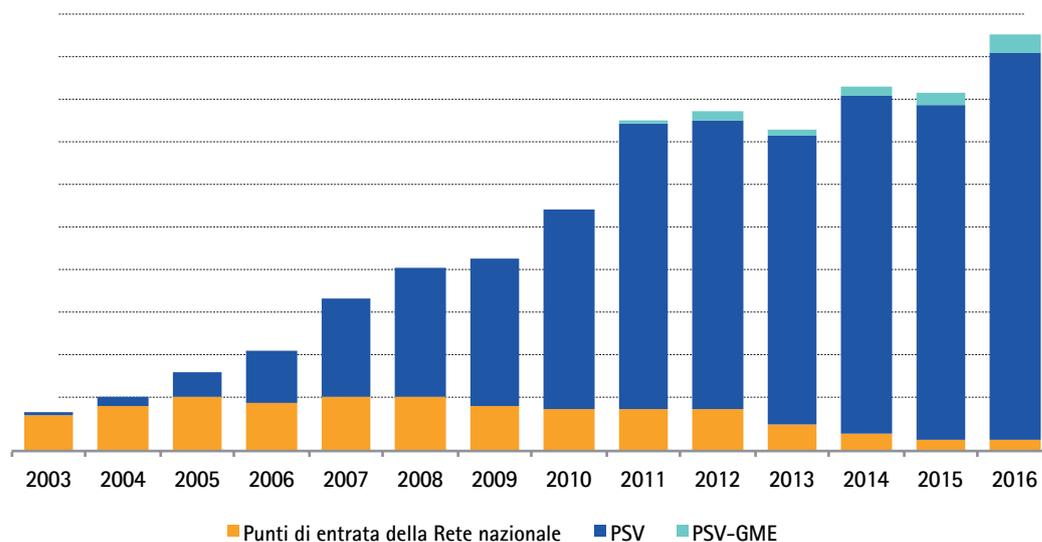
FIG. 3.12

Volumi delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale
M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

FIG. 3.13

Numero delle transazioni nei punti di entrata della Rete nazionale



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

Borsa del gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso avvio nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che stabilisce:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, l'obbligo di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, l'obbligo di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Attraverso provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009, sono state definite le modalità di cessione delle aliquote. La legge n. 99 del 23 luglio 2009 ha affidato la gestione del mercato del gas al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita, nonché i servizi connessi, secondo criteri di merito economico.

Con il decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010 avviene l'effettiva creazione del primo nucleo della Borsa con l'istituzione della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato (P-GAS). In base al decreto, a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato devono essere offerte esclusivamente nell'ambito della nuova P-GAS, che può però ospitare ulteriori offerte da parte

di soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi del decreto legge n. 7/07. Sulla P-GAS sono ammessi i soggetti che sono abilitati a operare sul PSV e i volumi sono contrattati con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico in modalità di negoziazione continua. La negoziazione avviene direttamente tra gli operatori che si occupano della gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti, mentre il GME non opera come controparte centrale, ma come gestore della piattaforma.

Nel comparto aliquote della P-GAS, a partire dal 10 agosto 2010 alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia, dovute allo Stato. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, nella quale la forma di negoziazione è ad asta.

Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della P-GAS denominato "comparto ex decreto legislativo n. 130/10", in riferimento al decreto legislativo nato per implementare misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio. Il decreto legislativo n. 130/10 nasce in luogo dei c.d. "tetti antitrust", ormai scaduti, e mira a introdurre nuovi incentivi per sviluppare la concorrenza del mercato all'ingrosso tramite lo sviluppo delle capacità di stoccaggio. In particolare, il decreto prevede la possibilità per i soggetti investitori di poter richiedere al Gestore dei servizi energetici (GSE), fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova

capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a cinque anni, di consegnare gas nel periodo estivo e di averlo riconsegnato nel periodo invernale per un quantitativo massimo, corrispondente alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata tramite le procedure descritte all'art. 7 del decreto medesimo.

Al fine di incrementare la liquidità del mercato all'ingrosso del gas naturale, il decreto prevede l'obbligo, da parte dei soggetti che si avvalgono delle misure incentivanti appena descritte, di offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione organizzati dal GME, i quantitativi di gas naturale per i quali chiedono la riconsegna nel periodo invernale. Con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas, l'Autorità ha approvato le proposte trasmesse dal GME e dal GSE sulle modalità con cui i soggetti investitori aderenti possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati, per le quote di cui sopra, prevedendo infine che siano alternativamente o cumulativamente offerte sulle seguenti piattaforme:

- piattaforma per l'offerta di gas naturale (P-GAS), attraverso la predisposizione di un apposito comparto denominato "ex decreto legislativo n. 130/10";
- mercato a pronti del gas (MGP-GAS).

Il comparto regolato dall'ex decreto legislativo n. 130/10, tuttavia, pur essendo formalmente attivo, non ospita più offerte in quanto ha esaurito la funzione per il quale era stato istituito.

Con la nascita di M-GAS, nell'ottobre 2010 viene avviato il mercato *spot* del gas naturale, con il GME nel ruolo di controparte centrale. Su tale mercato gli operatori abilitati a effettuare transazioni sul PSV possono acquistare e vendere volumi di gas naturale a pronti. Esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua.

La PB-GAS, entrata in esercizio con la delibera 14 aprile 2011, ARG/

gas 45/11, ha sostituito il sistema di bilanciamento "a stoccaggio" con un sistema di bilanciamento "a mercato", dove il prezzo non è più stabilito dall'Autorità ma determinato dall'intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Coloro che possiedono capacità di stoccaggio hanno l'obbligo di partecipazione a tale meccanismo. La partecipazione obbligatoria, unitamente alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas molto più elevata in questo mercato rispetto agli altri gestiti dal GME.

La PB-GAS è articolata nei seguenti comparti:

- comparto G-1, un vero e proprio Mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili, tra cui il GNL e lo stoccaggio di Edison, possono essere chiamate a rispondere alle possibili offerte di Snam Rete Gas per la copertura dello sbilanciamento previsionale del sistema;
- comparto G+1, un Mercato del giorno dopo, dove gli operatori offrono giornalmente, in acquisto e in vendita, le risorse di stoccaggio nella propria disponibilità. Allo stesso modo Snam Rete Gas offre in acquisto o in vendita una quantità di gas corrispondente allo sbilanciamento complessivo del sistema, al fine di approvvigionarsi delle risorse offerte dagli operatori che si rendano necessarie per mantenere bilanciato il sistema.

A seguito dell'approvazione della delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas, che ha dato piena attuazione al Regolamento europeo del bilanciamento (il regolamento (UE) 312/2014 approvato dalla Commissione europea il 26 marzo 2014), sono state sospese le attività sulla PB-GAS a partire dall'1 ottobre 2016, in favore di un sistema di bilanciamento che mette in competizione, nel corso del giorno, tutte le risorse flessibili disponibili quali lo stoccaggio, l'importazione o la rigassificazione del GNL (per maggiori dettagli in merito all'attuazione del regolamento UE 312/2014 si rimanda al Capitolo 3, Volume II, della presente *Relazione Annuale*). In tale sistema, gli utenti e il TSO accedono ai medesimi mercati di prodotti *spot* per approvvigionarsi delle risorse necessarie a bilanciare, rispettivamente, la posizione individuale e quella aggregata di sistema. Tale riforma introduce, inoltre, prezzi di sbilanciamento che responsabilizzano i singoli utenti a bilanciare le proprie posizioni, in modo che anche la rete nel suo complesso risulti bilanciata. In tale contesto, l'operatore di sistema Snam Rete Gas fornisce agli utenti le informazioni in tempo reale sullo stato della rete affinché siano gli

utenti a bilanciare in modo efficiente il sistema, limitando, viceversa, le azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo".

Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, l'1 ottobre 2016 sono stati attivati i seguenti mercati di prodotti *spot* utili ai fini di bilanciamento:

- il Mercato del gas in stoccaggio (MGS) permette a tutti gli utenti di scambiare tramite un'unica sessione d'asta a prezzo marginale la titolarità di gas detenuto in stoccaggio; Snam Rete Gas può accedere a tale mercato sia per gestire in sicurezza eventuali scostamenti complessivi di rete (ai sensi dell'art. 2.5 dell'Allegato A della delibera 312/2016/R/gas) sia per altre operazioni (ai sensi dell'art. 7.1 della delibera 312/2016/R/gas);
- il Mercato dei prodotti *locational* (MPL) si svolge secondo le modalità della negoziazione ad asta e unicamente su richiesta di Snam Rete Gas. Su tale mercato Snam Rete Gas si approvvigiona dagli utenti abilitati per i quantitativi di gas necessari per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.

Dal 2015 gli operatori possono, inoltre, estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso Borse gestite da soggetti diversi dal GME¹⁷. In particolare, il GME è stato incaricato di registrare al PSV le transazioni eseguite su Borse terze. Le piattaforme di *trading* gas che offrono prodotti con consegna fisica al PSV sono ICE Endex e PEGAS del gruppo EEX gestito da Powernext, che già a marzo 2015 aveva lanciato prodotti *futures* PSV senza consegna fisica.

Con il decreto 9 agosto 2013, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del Mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS), in attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con diversi book di negoziazione, ognuno per ciascuna tipologia di prodotto negoziabile e riferiti

a diversi periodi di consegna, dove sono selezionate offerte di acquisto e di vendita del gas.

Prezzi e volumi

Nell'ambito dei mercati gas gestiti dal GME, sono stati scambiati volumi complessivi per 47,5 TWh, in linea con quanto registrato nel 2015 (-3%). Si osserva, tuttavia, una profonda variazione nella ripartizione di tali volumi sulle diverse piattaforme a partire dall'ultimo trimestre dell'anno, coincidente con l'attuazione del nuovo sistema di bilanciamento gas (vedi il paragrafo precedente).

In particolare, dalla tavola 3.29 si osserva come alla riduzione dei volumi sulle piattaforme di bilanciamento G+1 e G-1, quest'ultime attive fino al terzo trimestre 2016, corrisponda un netto incremento degli scambi nell'ultimo trimestre sulle piattaforme MI-GAS, MGP-GAS e sul neonato comparto MGS. In particolare fino al mese di settembre 2016, il comparto G+1 della PB-GAS ha registrato volumi complessivi per 30,6 TWh (circa +5% rispetto allo stesso periodo del 2015), a fronte di maggiori volumi richiesti ai fini di bilanciamento da parte di Snam Rete Gas. Altresì, sul comparto G-1 Snam Rete Gas ha reperito 6,2 TWh in un maggior numero di sessioni (89 sessioni fino al 30 settembre 2016) rispetto a quelle registrate nello stesso periodo dell'anno precedente (63 fino a settembre 2015). L'avvio del nuovo mercato di bilanciamento ha, inoltre, ripristinato le contrattazioni sull'MGP-GAS, inattivo dal 2013, con scambi tra 53 operatori, incluso Snam Rete Gas, per volumi complessivi di 0,3 TWh, in maggior parte relativi al prodotto in consegna il giorno dopo (75%). Anche sull'MI-GAS l'aumento della liquidità è stato decisamente rilevante, con 7,0 TWh di volumi complessivamente scambiati tra 57 operatori, tra i quali risulta dominante Snam Rete Gas (86%).

Non è mutato l'interesse degli operatori per i prodotti standard di lungo termine contrattabili sull'MT-GAS, che continua a registrare una totale assenza di abbinamenti. Anche i tre comparti della piattaforma P-GAS confermano una persistente illiquidità, già osservata negli anni precedenti.

Relativamente ai prezzi in esito sulle diverse piattaforme, la

¹⁷ Delibere 12 giugno 2015, 282/2015/R/gas, e 10 settembre 2015, 436/2015/R/gas.

PB-GAS ha registrato, per i primi nove mesi del 2016, un prezzo medio di 15,1 €/MWh e 14,46 €/MWh rispettivamente per le sessioni G+1 e G-1. Nell'ultimo trimestre dell'anno, il neonato comparto MGS ha registrato un prezzo medio di 18,7 €/MWh, mentre risulta leggermente superiore il prezzo medio di 19,1 €/MWh, registrato nello stesso periodo da entrambi i comparti

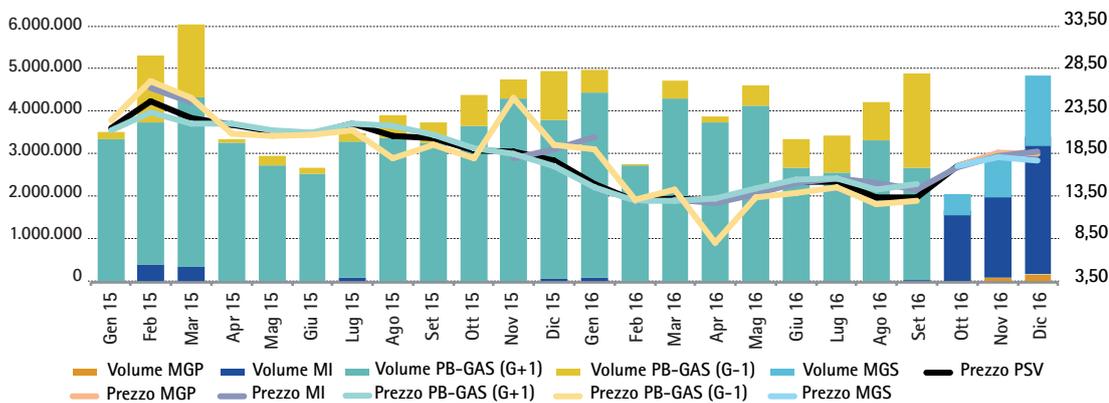
MGP-GAS e MI-GAS. Questi prezzi risultano tutti mediamente allineati a livello mensile alla quotazione PSV, che registra un valore medio annuo di 15,8 €/MWh (-29% rispetto al 2015), con l'eccezione della PB-GAS (G-1) che ha continuato a registrare scostamenti puntuali anche rilevanti rispetto ai prezzi più stabili degli altri prodotti.

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
P-GAS	Import	365	-	-	-	-	-	-
	Royalties	-	2.869.528	2.707.932	1.800.900	-	-	-
	DL n. 130/10	-	-	-	-	-	-	-
M-GAS	MI-GAS	-	12.616	36.120	3.820	102.130	1.009.437	7.089.717
	MGP-GAS	-	149.378	135.900	13.300	-	-	334.930
	MT-GAS	-	-	-	-	-	-	-
	MGS	-	-	-	-	-	-	3.269.012
	MPL	-	-	-	-	-	-	-
	PB-GAS (G+1)	-	1.711.574	34.925.457	40.832.824	38.584.290	40.863.279	30.568.460
	PB-GAS (G-1)	-	-	-	48.344	2.940.479	7.326.319	6.218.251

Fonte: GME.

TAV. 3.29

Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME
MWh



Fonte: GME.

FIG. 3.14

Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas
€/MWh; MWh

Mercato finale al dettaglio

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale, su cui tradizionalmente sono basati i commenti di queste pagine, emerge che nel 2016 sono stati venduti al mercato finale, libero o tutelato, 57,4 G(m³) cui vanno aggiunti 152 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*¹⁸. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali risulta pari a 57,5 G(m³), con una crescita di 3,5 G(m³) rispetto al 2015 (Tav. 3.30).

Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico e commentato nelle pagine precedenti occorre, tuttavia, considerare i volumi relativi agli autoconsumi, oltre 14 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 71,65 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 70,9 G(m³) di fonte ministeriale. Le due fonti classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa: l'Indagine annuale, infatti, include nelle vendite finali solo le cessioni di gas – avvenute nel mercato libero o nei mercati tutelati – che danno luogo all'emissione di una fattura. Viceversa, il dato ministeriale è relativo ai volumi di gas consumati nell'anno, indipendentemente dal fatto che il gas sia stato fatturato

o direttamente impiegato dalla stessa impresa che ne ha la disponibilità (perché lo ha prodotto, importato o acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale).

La voce degli autoconsumi risulta piuttosto aumentata rispetto al 2015: del 7% circa in termini di volumi e del 28% in termini di punti di prelievo. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'88,5% degli autoconsumi appartiene, infatti, a questo settore).

Come si vedrà meglio nel seguito di questo paragrafo, la risalita dei consumi finali, che si rivela significativa tanto nei dati che emergono dall'Indagine annuale, quanto in quelli ministeriali, appare strettamente legata alla crescita dei settori produttivi, mentre nel 2016 i consumi civili hanno subito un lieve calo (vedi infra).

La significativa crescita delle vendite sul mercato finale (come si è appena visto pari al 6,9%) si è accompagnata – come di consueto – all'incremento (+15 soggetti) del numero di venditori attivi in questo segmento della filiera: dai 378 operatori presenti nel 2015, è salito infatti a 393¹⁹. Permane quindi il trend di ascesa, osservato anche nel mercato dell'energia elettrica, nel numero dei venditori.

TAV. 3.30

Consumi finali di gas naturale nel 2015 e nel 2016
Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2015	2016	VAR. %	2015	2016	VAR. %
Vendite finali	53.700	57.386	6,9%	21.282	21.073	-1,0%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	307	152	-50,5%	66	91	38,3%
TOTALE MERCATO	54.008	57.538	6,5%	21.348	21.164	-0,9%
Autoconsumi	13.165	14.118	7,2%	2,0	2,6	28,2%
CONSUMI FINALI	67.172	71.656	6,7%	21.350	21.167	-0,9%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁸ La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è presente per il secondo anno nell'Indagine annuale con una modalità molto semplificata. Pertanto, per questo tipo di forniture non sono disponibili i particolari (settore di consumo, tipo di allacciamento ecc.) con cui vengono solitamente analizzate le vendite finali. Quindi, nel resto del paragrafo tutte le analisi di dettaglio vengono effettuate al netto di questa componente del mercato

¹⁹ Come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso, quest'anno hanno risposto all'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas 513 imprese sulle 570 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2016 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 39 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 474 ve ne sono 81 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 39.

Nel 2016 l'aumento delle imprese che operano nel mercato si è manifestato solo nella classe di venditori più piccola, quella delle imprese che nel corso dell'anno hanno venduto meno di 10 M(m³) (Tav. 3.29). Il numero di venditori di grande o media dimensione è rimasto invariato rispetto al 2015, mentre quello delle piccole imprese, con vendite comprese tra 10 e 100 M(m³), è calato di sette unità. L'andamento dei corrispondenti volumi di vendita, invece, mostra segni diversi: il gas venduto dai grandi operatori è cresciuto del 10,9%; un netto avanzamento si è avuto nelle vendite dei piccolissimi (+10,2%), mentre i volumi collocati nel mercato dalle imprese di media dimensione hanno registrato un leggero calo (-0,9%). Una contrazione significativa, invece, si è manifestata nelle vendite dei piccoli operatori, cadute del 4,3% rispetto al 2015.

Ciò è in contrasto con quanto è accaduto nel mercato all'ingrosso, dove il numero dei piccoli e piccolissimi operatori nel 2016 è diminuito nel numero e ha servito una fetta minore del mercato complessivo.

Il volume medio unitario di vendita è leggermente aumentato, passando dai 142 M(m³) del 2015 a 146 M(m³) nel 2016, benché tale valore rimanga ancora lontano dai valori pre-crisi, cioè dai 230 M(m³) che erano il venduto medio nel 2009, anche perché allora il numero di venditori era nettamente più basso.

La classe dei grandi (con vendite superiori a un miliardo di metri cubi) comprende anche quest'anno 25 operatori, lo stesso numero

dello scorso anno: due soggetti sono entrati nella classe (Cura Gas & Power ed EP Commodities) e due ne sono usciti (Alpiq Ag e GdF Suez Energie che, come vedremo tra breve, si è estinta in quanto incorporata da Engie Italia dall'1 settembre 2016).

Anche la classe dei medi, come detto, registra lo stesso numero di presenze del 2015, ma pure in questo caso vi sono stati sette movimenti in entrata e in uscita; Illumia, Cura Consorzio Utilities Ravenna, Geoenergie, Energetic, Teaenergia, BeNRG e Spigas Clienti hanno sostituito Azienda Energetica Trading, Metano Nord, Amga Energia & Servizi, Libera Energia, Geo, Suissegas Italia e Cura Gas & Power salita nella classe superiore.

Moltissime sono le operazioni societarie che, tra l'inizio del 2016 e il primo trimestre del 2017, sono state registrate nell'Anagrafica operatori dell'Autorità. Alcune imprese sono già state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato libero elettrico perché oltre al gas vendono anche l'elettricità, come si può intuire dal richiamo all'energia elettrica talvolta presente nella ragione sociale; altre sono state menzionate nel paragrafo dedicato al mercato all'ingrosso del gas. In ogni caso, riassumendo:

- 48 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali: 38 nel 2016 e dieci nel primo trimestre del 2017; in prevalenza sono imprese che già svolgevano attività di vendita o nel mercato all'ingrosso o nella vendita finale di energia elettrica;

OPERATORI	VENDITE	2012	2013	2014	2015	2016
NUMERO		313	335	342	378	393
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	21	22	22	25	25
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	59	68	67	55	55
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	118	119	123	133	126
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	115	126	130	165	187
VOLUME VENDUTO G(m ³)		64,6	63,4	53,7	53,7	57,4
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	46,7	45,1	36,1	36,2	40,1
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	13,1	13,8	13,3	12,7	12,5
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	4,4	4,1	3,8	4,4	4,2
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6
VOLUME MEDIO UNITARIO M(m ³)		206	189	157	142	146
Grandi	Superiori a 1.000 M(m ³)	2.222	2.048	1.642	1.446	1.604
Medi	Comprese tra 100 e 1.000 M(m ³)	223	203	199	230	228
Piccoli	Comprese tra 10 e 100 M(m ³)	38	35	31	33	33
Piccolissimi	Inferiori a 10 M(m ³)	3	3	3	3	3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.31

Attività dei venditori nel periodo 2012-2016

- dieci imprese in totale hanno cessato l'attività (Ferraris Energia, I.E.M., Free Trade, Uniper Global Commodities, Energy T.I. Industrial, Energia Ambiente e Servizi, Holding Energie Italiane, Romaenergie, 2B Energia, Cogenpower Gas & Power);
- otto imprese hanno ceduto o acquisito l'attività di vendita a clienti finali: Lifegate Energy ha acquisito la vendita a clienti liberi da Lifegate, Gran Sasso Energie ha ceduto le attività di vendita a clienti finali a Gran Sasso, Energy Time Retail ha ceduto l'attività a Energy Only, Multiutility ha ceduto l'attività di vendita a clienti finali a Dolomiti Energia, Azienda Energia e Gas Soc. Coop ha ceduto una parte dei clienti a Nova AEG;
- nove imprese hanno cambiato gruppo societario. Oltre alle sette già citate nel paragrafo sulla vendita di gas all'ingrosso, si aggiungono: CMV Energia che, dopo aver assunto la ragione sociale C.M.V. Energia & Impianti, è uscita dal gruppo CMV in quanto il Comune di Cento ha acquisito l'88,1% del capitale sociale; Selgas che, dopo aver ceduto una parte dei clienti finali gas ad Alperia Energy, nel luglio 2016 è entrata nel gruppo Tiwag perché l'impresa austriaca Tigas-Erdgas Tirol ha acquisito l'81,6% delle quote di capitale sociale;
- nove sono le operazioni di incorporazione. All'inizio del 2016 Chiara Gaservizi è stata incorporata in Simecom; Acam Clienti ha ceduto parte dei clienti a Eni e a fine anno è stata incorporata da Eni stessa. Nel mese di settembre GDF Suez Energia Italia ha incorporato GdF Suez Energie e ha contestualmente assunto la ragione sociale di Engie Italia; Dufferco Energia ha incorporato DGAS & Power che già faceva parte dello stesso gruppo societario e Unogas Energia ha incorporato GEO Energy, GEO e Plurienergia, tutte già parte dello stesso gruppo. In ottobre Hera Comm Marche ha incorporato Società Fucino Gas, Società Unipersonale e Julia Servizi Più. A fine 2016 A2A ha incorporato A2A Trading, poi, all'inizio del 2017, A2A Energia ha incorporato Aspem Energia (già gruppo A2A), Youtrade ha incorporato BeNRG e, in marzo, Metano Nord ha incorporato Tradenergia;
- otto società hanno cambiato natura giuridica e sono diventate tutte società per azioni;

- 20 imprese hanno cambiato la ragione sociale, talune a seguito di mutamenti nella compagine societaria.

Le modalità di approvvigionamento dei venditori puri²⁰ non sono cambiate rispetto allo scorso anno: le imprese che operano unicamente nel mercato finale si procurano la materia prima quasi esclusivamente (92%) mediante acquisti da altri rivenditori nazionali; il resto del gas nella loro disponibilità proviene dal PSV (7,7%) e dagli acquisti in stoccaggio (0,3%). Come in passato, quote più rilevanti di acquisti al PSV si osservano per gli operatori di piccole dimensioni e per i grandi, che in quella sede si procurano, rispettivamente, il 12,3% e il 22,2% del gas che rivendono. Quasi tutto il gas (99,6%) nella disponibilità dei venditori puri viene, ovviamente, venduto a clienti finali, anche se il 10% di tali quantitativi è destinato a quelli tra loro che sono collegati societariamente. In media, lo 0,4% del gas disponibile viene autoconsumato.

Nel 2016 soltanto il 5,9% delle imprese attive nel mercato finale, cioè 24 su 393, ha venduto oltre 300 M(m³) (Tav. 3.32). Nel 2015 questa quota era pari al 7,1%, visto che 27 imprese su 378 superavano tale soglia.

Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali è risultato pari a 33,78 c€/m³, diminuito di 5,15 c€ (-13,2%) rispetto al 2015. Al solito, tale prezzo è superiore a quello offerto al mercato finale dai grossisti, che - come si è visto nelle pagine precedenti - è pari a 30,73 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 3,05 c€/m³, risiede principalmente nel tipo di clientela servita e nelle connesse caratteristiche. Le imprese che operano prevalentemente nel mercato finale si rivolgono, infatti, per lo più ai clienti civili che sono allacciati alle reti di distribuzione e che, pur essendo numerosi, sono caratterizzati da consumi unitari poco elevati. Viceversa, la clientela servita dai grossisti è prevalentemente quella dei grandi consumatori, specie industriali, che grazie agli alti livelli di consumo è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e non paga, quindi, il costo della distribuzione.

Il differenziale di prezzo offerto ad altri rivenditori risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un valore di 18,98 c€/m³

²⁰ L'analisi delle modalità di approvvigionamento dei soggetti che complessivamente operano nel mercato della vendita finale non è molto interessante, essendo la gran parte di essi costituita dagli operatori misti che sono gli stessi attivi nel mercato della vendita all'ingrosso e che in quella sede sono stati descritti.

TAV. 3.32

Vendite dei principali
venditori nel 2016
M(m³) e quote percentuali

SOCIETÀ	A CLIENTI FINALI	A GROSSISTI E VENDITORI	TOTALE	QUOTA SU DETTAGLIO
Eni	12.236	23.341	35.577	21,3%
Enel Energia	4.330	0	4.330	7,5%
Edison Energia	4.301	2.156	6.456	7,5%
Iren Mercato	3.981	13.018	16.999	6,9%
Edison	2.425	59	2.484	4,2%
Enel Trade	2.287	17.690	19.978	4,0%
Engie Italia	1.884	4.632	6.516	3,3%
Hera Comm	1.689	91	1.780	2,9%
EP Commodities	1.496	71	1.567	2,6%
Shell Energy Italia	1.208	1.202	2.410	2,1%
A2A Energia	1.102	48	1.150	1,9%
E.On Energia	885	9	895	1,5%
Sorgenia	833	48	882	1,5%
Estra Energie	764	704	1.469	1,3%
Axpo Italia	640	3.932	4.572	1,1%
Unogas Energia	554	204	758	1,0%
Ascotrade	514	309	823	0,9%
Vivigas	493	28	521	0,9%
Gas Natural Vendita Italia	480	506	986	0,8%
Dolomiti Energia	436	3	439	0,8%
Egea Commerciale	371	0	371	0,6%
Linea Più	353	125	478	0,6%
Ilva	348	0	348	0,6%
Soenergy	345	118	464	0,6%
Altri	13.428	31.571	44.999	23,4%
TOTALE	57.386	99.865	157.251	-
Prezzo medio (c€/m ³)	33,78	19,49	24,46	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

praticato dai grossisti, i venditori del mercato finale hanno mediamente richiesto 19,49 c€/m³, cioè mezzo centesimo in più. Anche il prezzo praticato ad altri rivenditori è diminuito rispetto al 2015 (-24,1%). Nel confronto con i valori del 2015 si osserva anche che entrambi i differenziali sono drasticamente diminuiti: lo scorso anno quello sul prezzo fissato dai grossisti ai clienti del mercato finale era di quasi 12 c€/m³, mentre quello sul prezzo praticato agli altri intermediari era di quasi 6 c€.

L'analisi delle performance di vendita dei gruppi societari, in luogo di quelle realizzate dalle imprese individuali, consente una valutazione più corretta delle quote di mercato e del livello di concentrazione nel mercato della vendita finale (Tav. 3.33).

Nel 2016 il livello della concentrazione nel mercato della vendita

finale, in costante diminuzione da anni, è tornato lievemente a crescere rispetto al 2015. I primi tre gruppi controllano il 47,5%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 44,9%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 55,2% (contro il 53% del 2015).

L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 881, stabile quindi rispetto a quello del 2015, che era pari a 882. Il livello dell'indice è rimasto, quindi, ben inferiore a 1.000, valore al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

Inoltre, nel 2016 il peso del gruppo Eni si è ridotto quasi di due punti e mezzo rispetto al 2015 e la distanza con Edison, tornato il secondo gruppo (nel 2015 era in terza posizione, dietro a Enel), si

è notevolmente accorciata, essendo scesa a 6,8 punti percentuali contro i 13,1 del 2015. Al contrario, la distanza tra il secondo e il terzo gruppo, Enel, si è ampliata per via dell'aumento delle vendite del gruppo Edison particolarmente elevato (47%) e molto maggiore di quello realizzato da Enel (14%).

Circa l'avvicinamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, oltre allo scambio di posizione tra Enel ed Edison sono da notare l'ingresso, direttamente in settima posizione, del gruppo ceco Energeticky a Prumyslovy Holding (che include la società EP Commodities), entrato di recente nel mercato italiano. Hanno guadagnato posizioni anche i gruppi Engie, A2A, Axpo Group, Repower ed Egea.

La tavola 3.34 propone la sintesi dei dati riguardanti i consumi finali di gas naturale per tipo di mercato e per settore di consumo negli ultimi due anni, elaborata a partire dai dati raccolti tramite l'Indagine annuale che, è bene ricordarlo, per il 2016 sono provvisori. Al

netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, lo scorso anno sono stati venduti 67 G(m³) – di cui 13,2 destinati all'autoconsumo e 53,8 alla vendita – a 21,3 milioni di clienti (punti di riconsegna).

Complessivamente i quantitativi di gas sono aumentati rispetto al 2015 su ogni settore, con l'eccezione del domestico. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una sensibile risalita (7,2%), il mercato libero ha evidenziato un incremento del 10,4%, mentre una perdita del 7,8% si è avuta nelle vendite del mercato tutelato. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono, però, i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari settori. Questi sono risultati pari a 307 M(m³) nel 2015 e pari a 152 M(m³) nel 2016. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato diviene pari a 9,7 G(m³) e la perdita sale a -9,1%.

I clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo sono

TAV. 3.33

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2016
Volumi in M(m³)

GRUPPO	2016		POSIZIONE NEL 2015
	VOLUME	QUOTA	
Eni	12.266	21,4%	1°
Edison	8.347	14,5%	3°
Enel	6.618	11,5%	2°
Iren	2.442	4,3%	4°
Hera	2.004	3,5%	5°
Engie	1.884	3,3%	7°
Energeticky a Prumyslovy Holding A.S.	1.496	2,6%	-
A2A	1.377	2,4%	9°
Royal Dutch Shell Plc	1.208	2,1%	8°
E.On	1.008	1,8%	6°
Sorgenia	833	1,5%	10°
Ascopiave	800	1,4%	11°
Estra	792	1,4%	12°
Axpo Group	640	1,1%	16°
Unogas	628	1,1%	13°
Eg Holding	605	1,1%	14°
Gas Natural Sdg Sa	480	0,8%	17°
Repower Ag	475	0,8%	20°
Dolomiti Energia	470	0,8%	15°
Egea	371	0,6%	21°
Altri	12.641	22,0%	-
TOTALE	57.386	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

fortemente cresciuti, così come quelli serviti nel mercato libero; viceversa i clienti del mercato tutelato si sono complessivamente ridotti dell'8,5% (ma se si tiene conto dei servizi di *default* e ultima istanza il calo si riduce all'8,2%).

Il 2016 è stato leggermente più caldo del 2015, per questo è mancata la spinta sui consumi civili che infatti evidenziano una discesa del settore domestico del 2,4% e dei consumi dei condomini con uso domestico che calano del 3,6%; il settore del commercio e servizi evidenzia un lieve incremento, pari al 2,4%, e le attività di servizio pubblico salgono del 5,8%. Una elevata crescita emerge anche nei consumi della generazione termoelettrica (17,4%), favorita pure dai bassi prezzi del gas, e nell'ultima parte dell'anno, spinta da un maggior fabbisogno di gas per sostituire le minori importazioni di elettricità dalla Francia. La lieve ripresa del settore manifatturiero ha fatto risalire i consumi industriali del 5,4%.

I tassi di variazione appena visti migliorano, con l'eccezione dei condomini e del settore industriale, se si considerano le sole vendite effettuate sul mercato libero, dove i volumi di gas venduti alle famiglie risultano del 12,5% più elevati rispetto al 2015, quelli al terziario mostrano una variazione del 2,7%, quelli del termoelettrico

risultano crescere del 29,3%, così come il venduto alle attività di servizio pubblico sale del 6,1%. Alla base della crescita dei volumi, si osserva anche un significativo incremento dei clienti del mercato libero, aumentati complessivamente di quasi un milione di punti di riconsegna (+11,7%), che segue quelli già notevoli registrati negli anni scorsi (+1,4 milioni nel 2013, +1,3 milioni nel 2014 e + 1 milione nel 2015). Nel 2016 il mercato libero ha registrato invece una sensibile perdita, tanto di clienti (-23,4%), quanto di volumi (-11,4%), relativamente ai condomini con uso domestico che invece nel mercato tutelato sono cresciuti in modo speculare (+53,4% i clienti e +21,4% i volumi).

Il quadro cambia completamente se, invece, si osservano i dati del mercato tutelato, dove si registrano perdite in termini sia di clienti sia di volumi, con l'eccezione appena vista dei condomini. Questo perché si vanno completando gli spostamenti dovuti alla graduale espulsione dalla tutela – *ope legis* – di tutte le categorie di clienti non domestiche. Come si ricorderà, in base al decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, dalla seconda metà del 2013 l'obbligo di offerta delle condizioni economiche di tutela riguarda soltanto i clienti finali domestici e non più anche le utenze con usi diversi e consumi

SETTORE DI CONSUMO	2015				2016			
	MERCATO TUTELATO	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	MERCATO TUTELATO	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	9.741	5.056	66	14.863	8.825	5.687	0	14.512
Condominio uso domestico	598	1.966	8	2.571	726	1.741	11	2.478
Commercio e servizi	17	7.097	73	7.187	-	7.286	76	7.362
Industria	5	17.880	1.361	19.245	-	18.743	1.540	20.283
Generazione elettrica	0	10.137	11.657	21.794	-	13.104	12.490	25.595
Attività di servizio pubblico	4	1.200	0	1.204	-	1.274	0	1.274
TOTALE VOLUMI	10.364	43.336	13.165	66.865	9.551	47.835	14.118	71.504
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	13.325	6.446	0	19.770	12.169	7.406	0	19.575
Condominio uso domestico	60	141	1	202	91	108	1	200
Commercio e servizi	7	1.052	1	1.060	-	1.059	2	1.060
Industria	3	181	0	184	-	179	0	179
Generazione elettrica	0	1	0	1	-	1	0	1
Attività di servizio pubblico	0	67	0	67	-	60	0	60
TOTALE PUNTI DI RICONSEGNA	13.394	7.888	2	21.284	12.261	8.812	3	21.076

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.34

Consumi finali di gas naturale per settore di consumo

Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico²¹. Pertanto, a partire dalla seconda metà del 2013 i clienti non domestici sono gradualmente usciti dal perimetro di tutela e i dati raccolti ne danno evidenza.

A questo proposito è opportuno segnalare che, ancora nel 2016, alcuni venditori tra quelli che hanno risposto all'Indagine annuale hanno inserito nel segmento tutelato i dati di consumo relativi alla clientela che, pur non avendo più diritto a fruire delle condizioni economiche stabilite dall'Autorità, ha preteso condizioni contrattuali analoghe, pena l'abbandono del fornitore. I volumi acquistati da tale clientela sono stati conteggiati nel mercato libero, considerando che è proprio esercitando il potere di mercato che i clienti hanno potuto ottenere quel tipo di condizioni e non, dunque, appellandosi a una norma stabilita all'esterno del rapporto contrattuale tra cliente e fornitore.

Nel 2016 i consumi medi unitari sono rimasti tendenzialmente stabili e, in qualche caso, sono piuttosto cresciuti: rispetto al 2015, il consumo medio per i clienti domestici è passato da 748 a 741 m³, per i condomini uso domestico da 12.753 a 12.346 m³, per il commercio da 6.721 a 6.882 m³, per le attività di servizio pubblico da 17.917 a 21.372 m³, per l'industria da 97.200 a 104.500 m³, per la generazione elettrica da 11,8 a 18,1 M(m³). Nel mercato libero i consumi medi tendono a essere più elevati rispetto a quelli che si riscontrano nel mercato tutelato.

Valutando il mercato nel suo complesso, si vede che nel 2016: il settore domestico ha acquistato 14,5 G(m³), cioè il 20% di tutto il gas complessivamente consumato (venduto o autoconsumato); i condomini con uso domestico ne hanno acquisito il 3%, ovvero 2,5 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 10%, corrispondente a 7,4 G(m³); l'industria ne ha consumato il 28%, cioè 20,3 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 36%, equivalente a 25,6 G(m³);

le attività di servizio pubblico, infine, ne hanno consumato il 2%, equivalente a 1,3 G(m³).

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 67%, quella del mercato tutelato è del 13%, mentre il 20% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'83,4% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 16,6% sul mercato tutelato. In termini di clienti, invece, il 58,2% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 41,8% acquista nel mercato libero.

La quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 39,2% nel domestico e al 70,6% per i condomini (le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto).

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti conferma le analisi già più volte offerte in passato: al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce via via maggiore peso. Il 70% dell'energia venduta sul mercato libero è acquistata da clienti con consumi da 200.000 m³ in su.

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti²² che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2016²³, è risultata complessivamente pari al 6,6%, ovvero al 50,8% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tab. 3.36). Come sempre, entrambe le percentuali sono superiori a quelle osservate nell'anno precedente, anche se i dati del 2016 per la clientela non domestica, come quelli dell'anno precedente, risentono ancora dei passaggi al mercato libero con fornitore diverso da quello della tutela, spinti dalle modifiche normative di cui si è detto. I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2016, non obbligati per legge, si confermano ancora non particolarmente elevati ma stabili o in aumento da diversi anni (Fig. 3.16). Lo scorso

21 Prima di tale norma avevano diritto al servizio di tutela i punti di riconsegna nella titolarità dei clienti: domestici, condomini con uso domestico con consumi annui inferiori a 200.000 m³/anno, non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno, attività di servizio pubblico.

22 Per comodità di scrittura, nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

23 Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea. È stato, quindi, replicato il questionario già proposto negli scorsi anni per la rilevazione dell'attività di *switching*, intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

- il *re-switch*, quando un cliente cambia per la seconda (o successiva) volta, anche nell'arco temporale prescelto;
- lo *switch-back*, quando un cliente torna al primo o al precedente fornitore;
- lo *switch* verso una società concorrente dell'*incumbent* e viceversa.

Nel caso in cui un cliente cambi area di residenza, lo switch viene registrato solo se si rivolge a un fornitore differente dall'*incumbent* esistente nell'area in cui arriva; inoltre, un cambiamento di condizioni economiche con lo stesso fornitore non è equivalente a uno switch, anche nel caso in cui venga scelta una nuova formula contrattuale o il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

TAV. 3.35

Mercato finale per tipologia e dimensioni dei clienti nel 2016
M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	8.737	736	78	-	-	-	9.551
Domestico	8.649	175	1	-	-	-	8.825
Condominio uso domestico	88	561	77	-	-	-	726
Commercio e servizi	-	-	-	-	-	-	-
Industria	-	-	-	-	-	-	-
Generazione elettrica	-	-	-	-	-	-	-
Attività di servizio pubblico	-	-	-	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	7.002	4.848	2.523	5.860	9.283	18.318	47.835
Domestico	5.526	146	11	4	-	-	5.687
Condominio uso domestico	66	1.221	366	77	11	-	1.741
Commercio e servizi	1.143	2.424	1.129	1.793	657	141	7.286
Industria	211	711	777	3.537	7.676	5.831	18.743
Generazione elettrica	0	4	11	109	693	12.288	13.104
Attività di servizio pubblico	57	343	229	339	247	59	1.274
TOTALE	15.739	5.584	2.601	5.860	9.283	18.318	57.386

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

anno la quota di clienti che ha effettuato almeno un cambio è risultata, infatti, del 6,1%, corrispondente a una porzione di volumi del 7,2%. Più elevata, e pari all'11,1%, è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 13,2% del relativo settore di consumo. Il 19,3% (equivalenti al 28,8% in termini di volumi) degli enti che gestiscono

un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso piuttosto elevato, ma questa è una delle categorie che in forza di legge devono uscire dal mercato tutelato. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 12,7% del totale in termini di clienti, nonché il 60,5% in termini di volumi.

TAV. 3.36

Tassi di switching dei clienti finali nel 2015 e nel 2016

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2015		2016	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	6,1	7,0	6,1	7,2
Condominio uso domestico	9,1	12,8	11,1	13,2
Attività di servizio pubblico	19,0	26,9	19,3	28,8
Altri usi	12,2	58,2	12,7	60,5
di cui:				
fino a 5.000 m ³	10,1	13,1	10,7	13,5
5.000-50.000 m ³	19,8	21,0	20,1	20,9
50.000-200.000 m ³	25,5	25,9	24,0	24,4
200.000-2.000.000 m ³	31,2	34,2	29,4	31,7
2.000.000-20.000.000 m ³	58,6	63,6	56,3	61,2
oltre 20.000.000 m ³	72,0	63,6	69,5	68,2
TOTALE	6,5	48,7	6,6	50,8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

All'interno degli "altri usi" si osservano, come sempre, tassi di *switching* che aumentano all'ampliarsi dei volumi di consumo, perché per questi clienti la spesa per l'acquisto del gas assume livelli importanti e, dunque, è maggiore la propensione a cambiare fornitore per trovare migliori condizioni contrattuali e prezzi più favorevoli.

Come si è già detto nel Capitolo 2, a dieci anni dalla completa apertura dei mercati energetici, l'esperienza maturata dalle imprese che operano nel mercato libero, o almeno di quelle tra loro che vi sono entrate fin dall'inizio, può essere considerata solida. Pertanto, per la prima volta l'Indagine annuale sui settori regolati ha sottoposto ai venditori di energia elettrica e di gas naturale alcune domande tese a valutare la quantità, le tipologie e le modalità di offerta che essi mettono a disposizione dei clienti che hanno scelto di rifornirsi nel mercato libero.

Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 2, occorre prudenza nel leggere i risultati delle nuove domande, sia perché esse hanno generato non poche richieste di chiarimenti e necessità di interpretazioni da parte dei rispondenti, sia perché si tratta di una prima ricognizione destinata a subire successivi affinamenti, anche a partire dai riscontri ottenuti. Inoltre, poiché le imprese di vendita hanno manifestato notevoli difficoltà nel rispondere ai nuovi quesiti relativamente alla clientela non domestica, la cui fornitura tradizionalmente presenta necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella domestica, per quest'anno l'esposizione dei risultati

raccolti si concentra praticamente solo su quest'ultima²⁴ che offre, comunque, alcuni primi spunti interessanti.

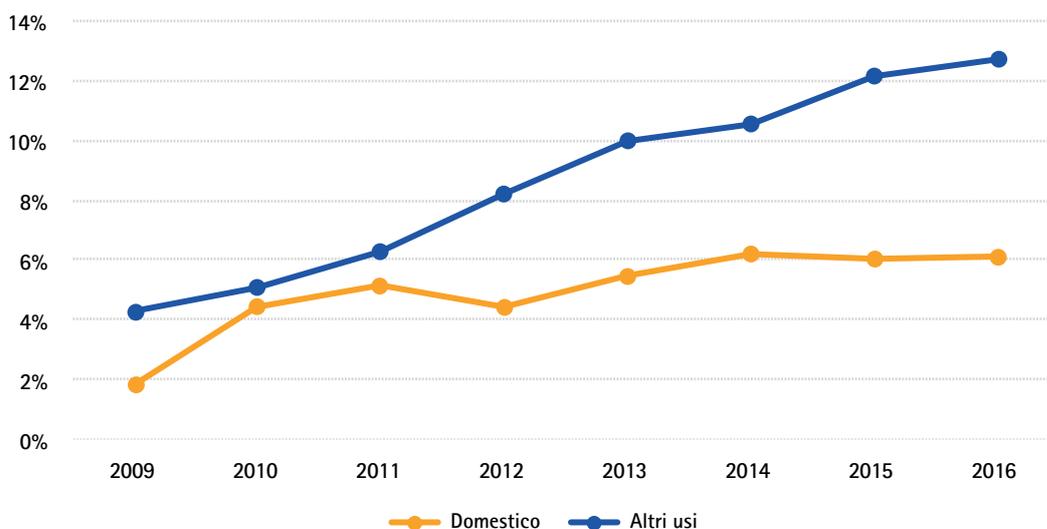
La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a otto per la clientela domestica, a sette per i condomini con uso domestico e a 26 per la clientela non domestica. Quest'ultima, ovviamente, gode di una maggior possibilità di scelta essendo il cliente generalmente più importante in termini di volumi consumati e sicuramente con esigenze più differenziate rispetto a quelle di un cliente domestico. La figura 3.16 mostra, tuttavia, che il 29% dei venditori offre ai clienti domestici una sola modalità contrattuale, il 30% ne mette a disposizione fino a tre e il restante 41% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da quattro offerte in su. Delle otto offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, quattro sono acquistabili solo on line, cioè soltanto attraverso internet che costituisce ormai un importantissimo canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire la propria offerta con tutti i dettagli necessari risparmiando sui costi di gestione. Nella stragrande maggioranza dei casi (98%) il numero di offerte on line è risultato inferiore alle offerte totali; solo nel 2% dei casi il numero di offerte on line è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti.

Le offerte on line non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il

FIG. 3.15

Tassi di *switching* dei clienti domestici e degli "altri usi" dal 2009

Valori percentuali



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

²⁴ L'unico risultato esposto per la clientela non domestica riguarda il numero di offerte disponibili perché l'apposita domanda nel questionario per i venditori ha ottenuto un buon tasso di risposta.

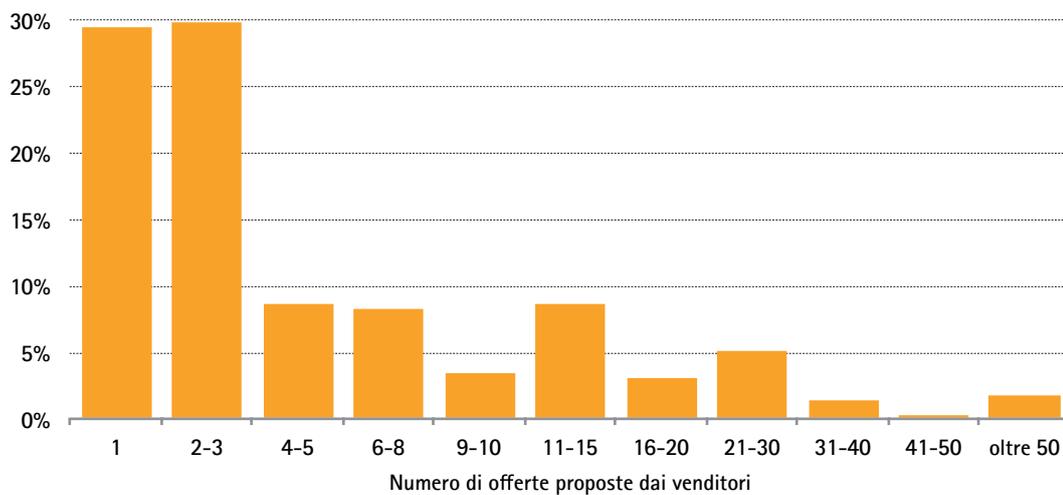


FIG. 3.16

Distribuzione del numero di offerte di acquisto del gas rese disponibili alla clientela domestica dai venditori

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

15,3% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità.

Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che il 68,8% dei clienti domestici ha sottoscritto nel mercato libero un contratto a prezzo bloccato (cioè con il prezzo che non cambia per almeno un anno dal momento della sottoscrizione), mentre il 31,2% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 46,4% dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso sulla componente energia (CMEM+CCR) stabilita dall'Autorità per il servizio di maggior tutela; il 18,2% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 30,3% dei clienti ha scelto un contratto che prevede forme di indicizzazione diverse da quelle appena citate. Queste forme alternative sono molto varie: tra le più frequenti compaiono l'aggancio al PFOR (che è una parte della componente CMEM), ai prezzi *day-ahead* del PSV, ai prezzi del mercato olandese *Title Transfer Facility* (TTF).

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti, dai clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo fisso emergono una netta preferenza (65%) per quei contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un discreto gradimento (21%) per i contratti che offrono un servizio accessorio (Tav. 3.37). Viceversa, nei clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile risulta un maggior interesse per l'ottenimento di un abbuono/sconto di uno o più periodi gratuiti o di

una somma fissa in denaro (32%) e per contratti che prevedono altre forme di vantaggi (45%) non altrimenti precisate. A questo proposito, occorre evidenziare che il nuovo questionario chiedeva ai venditori che utilizzavano la categoria residuale "Altri vantaggi non compresi tra le voci riportate sopra" (si veda la tavola), di specificare quali vantaggi alternativi offre il contratto scelto dai clienti. La lettura di queste specificazioni mostra che la domanda è risultata di non chiara interpretazione, in quanto molti dei vantaggi alternativi specificati potevano, in realtà, rientrare tra le categorie già esplicitate. Vi erano, però, anche elementi effettivamente alternativi come: la possibilità di rateizzare la bolletta, la garanzia di ottenere un prezzo inferiore rispetto a quello praticato dal precedente fornitore, la possibilità di fornire autoletture o quella di avere letture mensili, servizi telefonici personalizzati, oppure un'assicurazione per piccoli incidenti domestici.

Anche nel 2016 la distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Tav. 3.38) non presenta novità di particolare rilievo rispetto agli anni precedenti, tenuto conto che è legata principalmente alla differente diffusione del metano nelle varie regioni, alle differenti condizioni climatiche e alla maggiore densità delle attività industriali. Il Nord è l'area che mostra i consumi più elevati in tutti i settori considerati. In quest'area si acquista, infatti, il 61,1% dei volumi complessivamente venduti in Italia, vale a dire 35,1 G(m³); il 22,6% dei consumi, 13 G(m³), è localizzato nell'area del Centro e il restante 16,3%, cioè 9,4 G(m³), viene venduto al Sud e Isole (solo in Sicilia, in quanto la Sardegna non è metanizzata). Il rapporto tra i volumi di acquisto del Nord e quelli delle altre zone è mediamente

TAV. 3.37

Percentuale di clienti che hanno sottoscritto un contratto per la fornitura di gas naturale con servizi aggiuntivi

SERVIZI AGGIUNTIVI	CONTRATTI A PREZZO FISSO	CONTRATTI A PREZZO VARIABILE
Abbuono (sconto) di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro	9%	32%
Programma di raccolta punti (proprio o altrui)	65%	9%
Servizi energetici accessori (ad esempio, strumenti digitali e collaborativi per il controllo di consumi e costi energetici, strumenti per aumentare l'efficienza energetica, prestazioni professionali come assistenza telefonica, manutenzione impianti, assicurazione ecc.)	21%	13%
Vantaggi sull'acquisto di altri beni o servizi (ad esempio, sconti benzina, abbonamenti a riviste ecc.)	4%	1%
Altri vantaggi non compresi tra le voci riportate sopra	1%	45%
TOTALE	100%	100%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

pari a 2,7 volte quelli del Centro, con un valore abbastanza costante per tutti i settori di consumo, e a 3,7 volte quelli del Sud e Isole, ma in questo caso vi è una forte variabilità tra i settori di consumo: il rapporto è minimo nel caso della generazione elettrica (1,3) e

massimo nel caso dei condomini (31,5).

La regione con i consumi più elevati, pari a 11,6 G(m³) – e di gran lunga superiori a quelli delle altre –, è sempre la Lombardia, che da sola acquista più di un quinto dei volumi nazionali. Altre regioni

TAV. 3.38

Mercato finale per settore di consumo e regione nel 2016
M(m³)

REGIONE	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO	TOTALE
Piemonte	1.373	391	793	2.794	1.782	174	7.307
Valle d'Aosta	16	8	19	25	4	8	79
Lombardia	3.595	874	1.859	3.609	1.361	278	11.577
Trentino Alto Adige	156	50	156	414	10	48	833
Veneto	1.750	153	841	1.977	252	161	5.134
Friuli Venezia Giulia	330	61	165	748	100	33	1.438
Liguria	361	169	139	242	463	32	1.406
Emilia Romagna	1.807	271	1.014	3.014	1.076	99	7.282
Toscana	1.018	103	452	1.387	1.202	101	4.264
Umbria	203	16	144	391	20	17	790
Marche	492	25	312	372	6	19	1.225
Lazio	982	258	573	755	2.612	108	5.287
Abruzzo	347	19	148	463	48	21	1.046
Molise	73	5	33	75	165	9	360
Campania	558	27	247	563	574	73	2.042
Puglia	712	17	188	813	732	31	2.492
Basilicata	122	6	37	159	0	24	348
Calabria	182	3	51	66	86	10	399
Sicilia	438	9	115	873	2.612	29	4.076
ITALIA	14.512	2.467	7.286	18.743	13.104	1.274	57.386
NORD	9.387	1.978	4.988	12.824	5.047	833	35.056
CENTRO	3.115	426	1.660	3.444	4.053	274	12.972
SUD E ISOLE	2.014	63	638	2.475	4.004	164	9.358

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

in cui i consumi raggiungono almeno 5 G(m³) sono il Piemonte e l'Emilia Romagna entrambe con 7,3 G(m³), cioè il 12,7% del totale nazionale, il Lazio con 5,3 G(m³), cioè il 9,2% del totale nazionale, e il Veneto con 5,1 G(m³), cioè l'8,9% del totale nazionale. Seguono, con circa 4 G(m³) di consumo, Sicilia e Toscana. Tutte le altre regioni presentano valori fino a 2 G(m³) circa.

Uno sguardo al dettaglio dei diversi settori di consumo mostra per ciascuno di essi una distribuzione geografica dei volumi acquistati nei territori del tutto simile a quella appena descritta. Fanno eccezione soltanto due comparti. Uno di essi è quello della generazione termoelettrica, dove i consumi risultano quasi equamente distribuiti tra le varie zone del territorio (38,5% al Nord, 30,9% al Centro e 30,6% nel Mezzogiorno) e dove la Sicilia è la regione con i consumi più elevati (20% del totale nazionale). L'altro è quello dei condomini con uso domestico, dove il Nord assume l'80% dei volumi nazionali e il restante 20% è quasi integralmente acquistato al Centro (17,3%). In pratica, questo uso è molto ridotto al Sud, dove, comprensibilmente, i riscaldamenti centralizzati non risultano particolarmente diffusi, come denotano i volumi di acquisto che rappresentano solo il 2,5% del totale nazionale.

Tenendo conto della numerosità di clienti a livello territoriale, è possibile calcolare i valori di consumo medio regionali. La figura 3.17 illustra i consumi medi per gli usi domestici (inclusi i dati dei condomini) e quelli del commercio e servizi.

La media nazionale dei consumi domestici è di 859 m³, variabile a livello regionale, ma abbastanza uniforme nelle tre macrozone

considerate: al Nord, dove le condizioni climatiche sono relativamente più rigide, i volumi di consumo medio unitario sono più alti, pari a 1.028 m³; i valori medi per le zone Centro e Sud e Isole si riducono, rispettivamente, a 725 m³ e 540 m³. Una maggiore omogeneità tra le varie regioni, peraltro su livelli di consumo più elevati rispetto ai domestici, si riscontra nel caso dei consumi medi del commercio e servizi: il dato medio nazionale, pari a 6.882 m³, non è molto dissimile da quelli del Nord (6.844 m³), del Centro (7.340 m³) e del Sud e Isole (6.151 m³).

La ripartizione tra i due mercati, libero e tutelato, a livello territoriale evidenzia ancora la prevalenza del mercato tutelato in quasi tutte le regioni italiane, se le percentuali vengono calcolate sui clienti, e viceversa una dominanza del mercato libero, se il calcolo delle quote viene effettuato in termini di volumi di vendita.

Valutando la rilevanza del mercato libero in base al numero di clienti serviti (Fig. 3.18), le regioni che evidenziano quote superiori alla media nazionale (41,8%) sono, in particolare: Umbria (57,2%), Emilia Romagna (52,9%), Friuli Venezia Giulia (48,6%), Abruzzo (46,6%), Veneto (45,1%) e Piemonte (43,9%). Al contrario, le regioni in cui il dato è molto inferiore alla media nazionale sono, casualmente, quelle poste geograficamente agli estremi del territorio nazionale, ovvero Valle d'Aosta (30,1%) insieme con Trentino Alto Adige (33,7%), Calabria (34,1%) e Sicilia (32,1%). È da notare che nel caso della Sicilia la valutazione sarebbe esattamente opposta utilizzando i dati dei volumi venduti, ma ciò deriva dalla marcata incidenza dei consumi termoelettrici in questa regione, già evidenziata (Tav. 3.38).

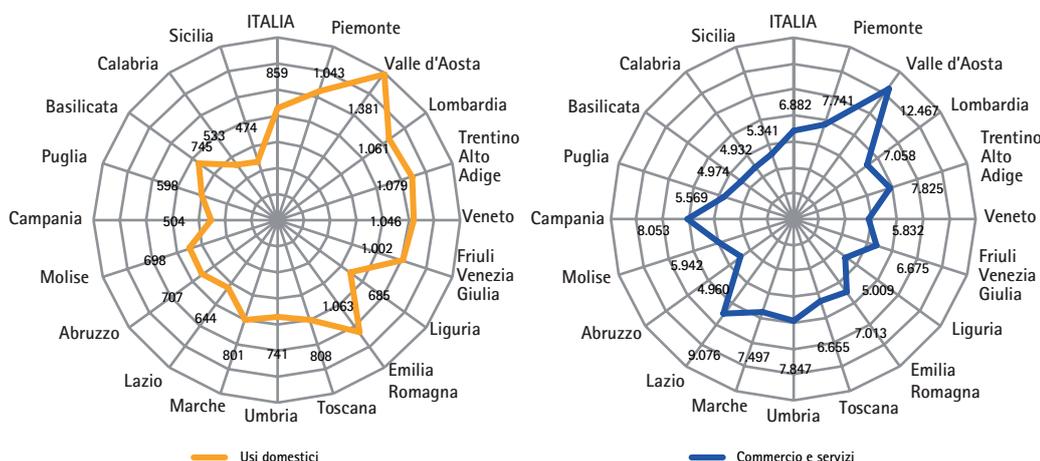


FIG. 3.17

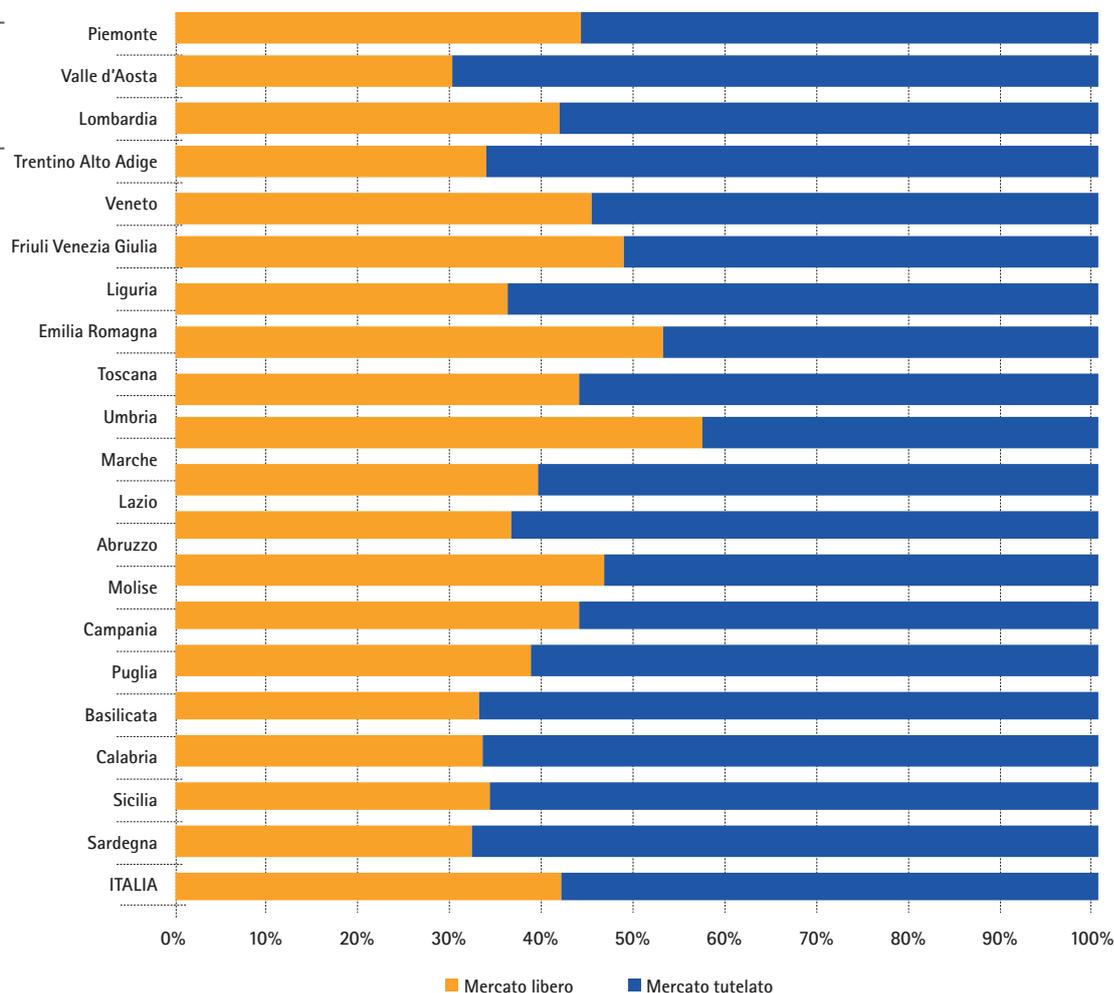
Consumi medi regionali degli usi domestici e del commercio e servizi nel 2016

m³; gli usi domestici includono i condomini con uso domestico

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

FIG. 3.18

Clients del gas naturale per regione e tipologia di mercato nel 2016



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I tassi di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente (Tab. 3.39), tendono a confermare il panorama appena osservato.

Come negli anni scorsi, i clienti domestici collocati al Centro mostrano, anche nel 2015, una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale, specie se si considerano i tassi calcolati sui clienti. In generale, comunque, i valori regionali mantengono una discreta omogeneità a livello di area, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo, mentre il Mezzogiorno manifesta, nel complesso, tassi di cambio fornitore più contenuti.

Nel caso dei domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari al 7,2% in termini di clienti e all'8,7% in termini di volumi, contro una media nazionale del 6,1% (clienti) e del 7,2% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Sud e al Centro rispetto alla

media nazionale.

Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Centro risultano i più elevati in termini di clienti (21,2% contro il 19,3% della media nazionale), ma in termini di volumi è il Nord a fare da capofila (30,5% contro 28,8%); negli "altri usi" Nord e Centro mostrano valori omogenei relativamente ai clienti (intorno al 12,5%) e percentuali sui volumi molto più ampie rispetto a quelle del Sud.

Interessante risulta, infine, effettuare un'analisi dei livelli di concentrazione in ambito territoriale attraverso l'indicatore C3, dato dalla somma delle quote di mercato (calcolate sui volumi venduti) dei primi tre operatori e dalla quota di clienti da questi serviti (Tab. 3.40), già utilizzato anche relativamente alla distribuzione.

Il livello del coefficiente C3 relativamente al settore domestico (inteso come somma dei domestici e dei condomini con uso domestico) risulta piuttosto elevato quasi dappertutto, con punte superiori all'80% in Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Calabria e

TAV. 3.39

Tassi di switching per regione e per tipologia di clienti nel 2016

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO PUBBLICO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	5,7	6,3	11,9	16,5	13,9	71,2	22,4	32,1	6,4	59,8
Valle d'Aosta	3,0	3,4	8,2	11,7	14,5	45,1	46,5	75,4	4,8	39,8
Lombardia	5,6	6,8	10,6	14,7	12,6	60,9	20,3	31,2	6,2	50,2
Trentino Alto Adige	2,8	3,4	3,7	5,2	7,8	53,1	11,5	7,4	3,4	44,9
Veneto	6,7	7,7	9,7	12,0	15,7	65,9	18,7	35,0	7,5	54,0
Friuli Venezia Giulia	6,4	8,2	11,1	15,5	14,9	73,5	9,4	12,6	7,1	62,7
Liguria	5,2	6,6	10,8	14,2	12,0	55,1	28,7	50,7	5,6	43,7
Emilia Romagna	5,2	5,7	4,7	5,9	11,4	52,1	20,1	30,3	5,7	44,7
Toscana	7,0	7,7	6,2	6,9	13,6	63,2	20,8	29,3	7,4	53,7
Umbria	6,3	14,7	7,9	9,2	15,1	56,3	20,9	30,6	7,0	48,8
Marche	6,8	7,6	10,6	13,3	11,8	57,5	16,3	25,2	7,2	44,5
Lazio	6,5	7,6	17,6	14,3	12,2	64,2	23,1	19,2	6,9	49,6
Abruzzo	8,0	9,8	7,5	9,9	7,9	44,8	19,1	38,6	8,1	37,0
Molise	20,2	22,9	31,4	31,6	26,0	17,5	26,0	29,0	20,6	19,2
Campania	7,3	8,5	31,0	14,7	12,1	57,0	16,8	22,8	7,6	48,3
Puglia	5,8	7,0	5,0	5,7	10,9	65,4	11,7	33,8	5,9	56,9
Basilicata	6,7	7,8	26,2	20,8	15,5	51,9	23,9	41,4	7,3	41,1
Calabria	5,3	6,3	5,8	5,9	11,3	96,4	12,3	27,8	5,5	89,9
Sicilia	4,8	5,6	15,1	7,0	9,8	24,9	8,6	17,2	5,0	22,9
ITALIA	6,1	7,2	11,1	13,2	12,7	60,5	19,3	28,8	6,6	50,8
NORD	5,7	6,7	9,6	13,4	13,1	61,7	20,4	30,5	6,3	51,5
CENTRO	7,2	8,7	13,5	12,5	12,3	59,6	21,2	24,6	7,5	48,6
SUD E ISOLE	6,0	7,1	20,5	11,4	11,4	57,2	13,7	27,0	6,2	50,6

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Toscana. Il C3 era maggiore dell'80% nelle stesse regioni anche nel 2015. Come in passato, il livello più basso del C3 appartiene alla Lombardia, che detiene anche il record del numero di venditori attivi (231): qui la quota di mercato dei primi tre venditori è solo del 40,5% e la percentuale di clienti domestici serviti è pari al 51,8%, valori stabili rispetto a quelli del 2015. Un valore di C3 ridotto, inferiore al 50%, si osserva anche nel Veneto, dove, parimenti, il numero di operatori è notevole (164). La presenza di un consistente numero di imprese attive non è comunque garanzia di bassi livelli di concentrazione, come dimostrano i casi di Toscana, Emilia Romagna e Lazio, dove le quote dei primi tre operatori restano sempre superiori al 70% in termini di volumi e clienti serviti, a fronte di un nutrito numero di venditori presenti (superiore a 150 in tutti e tre i casi).

I livelli di concentrazione misurati dal C3, naturalmente, si

abbassano se valutati relativamente all'intero mercato della vendita, che comprende anche gli usi commerciali, industriali e termoelettrici. Come si è visto a proposito dei tassi di *switching*, gli usi produttivi sono molto più dinamici e pronti a cambiare fornitore per ottenere dei risparmi; di conseguenza, il livello concorrenziale nei confronti di questi clienti appare più elevato.

Fanno eccezione solo due regioni, Molise e Sicilia, dove il calcolo sul mercato totale non fa diminuire il C3, bensì lo innalza considerevolmente. In entrambe le regioni la percentuale di volumi sottesi al C3 è inferiore a quella dei clienti da questi serviti. Ciò significa che i settori produttivi possiedono un'incidenza elevata sul totale dei consumi, pertanto è sufficiente avere un portafoglio di pochi clienti con consumi importanti per possedere una quota di mercato (misurata tramite i volumi) elevata.

TAV. 3.40

Livelli di concentrazione nella vendita di gas naturale nel 2016

Quota di mercato dei primi tre operatori (C3); percentuale di clienti da questi serviti

REGIONE	OPERATORI	C3 SUL MERCATO DEI DOMESTICI	% DI CLIENTI DOMESTICI SERVITI	C3 SUL MERCATO TOTALE	% DI CLIENTI SERVITI
Piemonte	187	57,7	63,5	45,3	49,2
Valle d'Aosta	59	92,1	96,5	82,0	92,6
Lombardia	231	40,5	51,8	33,5	50,8
Trentino Alto Adige	95	89,2	92,9	63,5	86,9
Veneto	164	47,1	49,5	36,5	38,3
Friuli Venezia Giulia	116	71,4	76,0	48,4	50,1
Liguria	130	70,6	85,9	64,6	67,9
Emilia Romagna	179	71,2	73,0	48,5	49,4
Toscana	152	82,6	88,7	52,3	66,8
Umbria	112	72,5	75,0	65,3	62,7
Marche	121	55,1	53,5	56,3	52,7
Lazio	171	79,2	80,8	67,6	66,7
Abruzzo	138	51,7	50,4	54,5	47,6
Molise	87	56,5	52,2	67,5	34,1
Campania	136	72,6	75,9	54,2	48,2
Puglia	118	66,2	67,8	57,0	39,4
Basilicata	85	78,3	77,4	71,1	70,1
Calabria	82	85,1	85,9	71,2	74,4
Sicilia	93	75,0	73,6	83,4	31,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Distribuzione del GPL e altri gas a mezzo di reti locali

L'analisi della distribuzione di gas diversi dal gas naturale distribuiti attraverso reti canalizzate conclude, come di consueto, la descrizione del mercato e della concorrenza nel settore del gas.

Nell'Indagine annuale sui settori regolati i distributori di gas diversi dal gas naturale hanno fornito i dati preconsuntivi relativamente all'attività svolta nell'anno 2016 e confermato (o rettificato) i dati forniti in via provvisoria lo scorso anno, relativamente al 2015, che sono quindi da ritenersi definitivi (e per questo motivo potranno risultare differenti da quelli pubblicati nella precedente *Relazione Annuale*). Hanno risposto all'Indagine tutte le 84 imprese che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno indicato di svolgere l'attività di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale attraverso reti canalizzate.

Una buona parte delle operazioni societarie che si sono verificate nel 2016 (in parte già citate nel paragrafo relativo alla distribuzione del gas naturale) è riconducibile e alla normativa *unbundling* che ha imposto l'obbligo di separazione del marchio tra distributore e venditori della stessa società. Altre operazioni si sono verificate per l'incorporazione di aziende o per il riordino delle attività di distribuzione all'interno di un gruppo societario.

Nel primo gruppo (operazioni di *branding*) sono da annoverare il cambio di ragione sociale di A2A Reti Gas, che è divenuta Unareti dall'1 aprile 2016; quello di Piceno Gas Distribuzione, che ha assunto la nuova denominazione di Ascoli Reti Gas dal 28 giugno 2016, e quello di Italgas, che ha cambiato ragione sociale in Italgas Reti dal

12 settembre 2016.

Tra le incorporazioni sono invece da ricordare:

- Genova Reti Gas dall'1 gennaio 2016 è stata incorporata in Iren Emilia, che contestualmente ha assunto la nuova denominazione di IReti;
- Butangas ha incorporato Italiana Butangas dall'1 gennaio 2016 (quest'ultima aveva acquisito nel 2015 l'attività di vendita, distribuzione e misura di altri gas da Mattei Italiana Gas);
- sempre dall'1 gennaio 2016, 2i Rete Gas ha incorporato GP Gas, impresa che già faceva parte dello stesso perimento societario;
- Sime Partecipazioni ha acquisito il 100% di ASMT Energia dall'1 marzo 2016; poi, dall'1 gennaio 2017, quest'ultima ha cambiato ragione sociale in Società Impianti Metano e ha acquisito tutti gli impianti di distribuzione di gas naturale e di gas diversi dalla capogruppo Sime Partecipazioni.

Infine, tra le operazioni societarie relative a cessioni/acquisizioni di attività sono da annoverare:

- Autogas Centro ha ceduto, nel novembre 2015, l'impianto di Poggio alla Croce a Toscana Energia per la trasformazione a gas naturale;
- Liquigas ha acquisito l'impianto di Coggiola (in provincia di Biella) da Servizi e Impianti Reti Gas dall'1 febbraio 2016 e dall'1 agosto 2016 ha acquisito il ramo d'azienda della rete canalizzata riferita al comune di Forza d'Agro (ME) da SO.GE.GAS;
- l'1 giugno 2016 la società Energetica ha ceduto a Distribuzione Gas Badano il ramo d'azienda costituito dall'impianto di Arola (Verbano-Cusio-Ossola); successivamente, dall'1 dicembre 2016, ha ceduto a Energie des Alpes (impresa che possiede al 100%) tutti gli impianti di distribuzione di gas naturale e gas diversi;
- dall'1 luglio 2016 Inrete Distribuzione Energia (100% di Hera) ha

acquisito tutti gli impianti di distribuzione di gas naturale e gas diversi da Hera;

- sempre dall'1 luglio 2016, EGEA Ente Gestione Energia e Ambiente ha ceduto alla società del proprio gruppo Reti Metano Territorio (100% di EGEA) tutti gli impianti di distribuzione di gas naturale e gas diversi.

Nel 2016 i prelievi di gas diversi dal gas naturale e distribuiti a mezzo rete sono leggermente diminuiti (-0,9%), essendo passati a 34,8 M(m³) dai 35,1 M(m³) del 2015, mentre i gruppi di misura alimentati da questi gas sono rimasti sostanzialmente invariati a 170.000 unità (Tav. 3.41). Come si vedrà meglio nel seguito, una parte di questo calo è dovuta agli eventi sismici che il 24 agosto 2016 e il 26 ottobre 2016 hanno colpito alcune zone delle regioni Lazio, Marche, Umbria e Abruzzo. In alcuni comuni, infatti, gli impianti sono stati danneggiati e quindi chiusi, mentre in altri sono state danneggiate le strutture amministrative dei distributori che, di conseguenza, non hanno potuto effettuare i normali conteggi annuali dei volumi distribuiti.

I volumi di GPL distribuiti sono saliti dell'1,5%, passando da 17,7 a 18 M(m³) a fronte di una leggera diminuzione (-0,4%) dei clienti. Al contrario, sono diminuiti del 3,2% i volumi distribuiti di aria propanata, da 13,2 a 12,8 M(m³), i cui gruppi di misura, invece, hanno registrato un incremento del 2,2%. Una variazione piuttosto negativa, pari a -3,8%, si è registrata, infine, nei volumi distribuiti di altri gas, i cui gruppi di misura sono rimasti quasi invariati rispetto al 2015. Sempre rispetto al 2015, il consumo medio unitario si è abbassato dell'1%, passando da 206 a 204 m³. Come sempre, tuttavia, restano marcate le differenze tra i diversi tipi di gas: il consumo medio unitario di GPL, pari a 138 m³, è infatti il più basso, se confrontato con i 345 m³ dell'aria propanata e con i 1.379 m³ degli altri gas.

Il gas più diffuso attraverso le reti canalizzate resta sempre il GPL, che copre il 52% dei volumi complessivamente erogati e il 77% dei clienti serviti. Il resto dei clienti è servito con reti alimentate ad aria

TIPO DI GAS	2014		2015		VAR. % 2016-2015	
	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI	VOLUME EROGATO	CLIENTI
GPL	17,7	130.926	18,0	130.419	1,5	-0,4
Aria propanata	13,2	36.272	12,8	37.063	-3,2	2,2
Altri gas	4,1	2.878	4,0	2.871	-3,8	-0,2
TOTALE	35,1	170.076	34,8	170.353	-0,9	0,2

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.41

Distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale
Volumi in M(m³); numero di clienti

propanata, che rappresentano il 37% dei volumi distribuiti (e il 22% in termini di gruppi di misura). Gli altri tipi di gas, che rappresentano il 2% dei clienti, possiedono una piccola quota (11%) del gas complessivamente distribuito.

La distribuzione regionale nel 2016 (Tav. 3.42) mostra andamenti molto differenziati nelle varie regioni sia dei volumi erogati sia dei clienti serviti. La Campania è la regione in cui si è registrato il calo di volumi distribuiti più significativo (-17,9%) che è stato accompagnato da una altrettanto significativa riduzione di clienti (-8,6%). Analogamente, in Sicilia i volumi distribuiti sono scesi del 10,8% rispetto al 2015, con anche qui una diminuzione dei clienti del 3,2%. Un notevole calo si è registrato pure in Abruzzo: -12,6% di gas erogato, a fronte di un lievissimo calo nei gruppi di misura (-0,5%); ma questa è una delle regioni in cui gli eventi sismici hanno inciso di più sui risultati dell'Indagine. In questa regione, infatti, vi sono ben quattro imprese che operano nei territori colpiti dal sisma e che hanno registrato una marcata diminuzione del gas distribuito a fronte di un numero di clienti pressoché

invariato. Cali significativi di volumi distribuiti si evidenziano anche in Friuli Venezia Giulia (-7,1%), in Puglia (-6,4%), nel Lazio (-6,1%), nelle Marche (-5,7%) e in Calabria (-5,5%). Come in Abruzzo, anche nel Lazio e nelle Marche si osservano notevoli riduzioni di gas erogato per alcuni distributori che operano nelle zone interessate dagli eventi sismici. Tre regioni, Emilia Romagna, Piemonte e Trentino Alto Adige, al contrario, hanno evidenziato un significativo incremento rispetto al 2015 nei volumi di gas distribuiti: rispettivamente del 15%, del 12,3% e del 9,4%.

Nonostante questi andamenti, le quote regionali nella distribuzione dei gas diversi dal gas naturale non presentano novità di particolare rilievo rispetto agli anni passati. Con il 43,5% dei volumi complessivamente prelevati e il 36,1% del totale dei clienti alimentati con gas diversi dal gas naturale, la Sardegna (regione non metanizzata) è sempre in testa a tutte le altre regioni italiane. In questa regione il servizio rimane comunque concentrato in 98 comuni (poco più di un quarto dei comuni esistenti nel territorio).

TAV. 3.42

Distribuzione regionale a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale

Volumi in M(m³); numero di operatori; clienti; comuni serviti

REGIONE	2015				2016			
	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI	OPERATORI ^(A)	VOLUMI EROGATI	CLIENTI	COMUNI SERVITI
Piemonte	12	1,48	8.631	87	12	1,66	8.791	89
Valle d'Aosta	3	0,11	623	7	3	0,12	631	7
Lombardia	16	6,02	12.207	60	16	5,92	12.304	60
Trentino Alto Adige	2	0,23	987	8	2	0,25	1.008	8
Veneto	4	0,17	1.173	13	4	0,17	1.175	13
Friuli Venezia Giulia	3	0,90	2.094	9	3	0,84	2.092	9
Liguria	14	1,59	12.734	74	14	1,61	12.657	74
Emilia Romagna	17	1,67	10.170	48	17	1,93	10.186	48
Toscana	18	3,60	25.639	140	18	3,55	25.717	140
Umbria	11	0,65	5.333	40	11	0,66	5.446	40
Marche	13	0,63	3.232	38	13	0,60	3.215	38
Lazio	14	1,55	18.968	59	14	1,45	17.821	59
Abruzzo	8	0,37	3.922	12	8	0,33	3.904	12
Molise	2	0,05	262	2	2	0,05	269	2
Campania	3	0,19	1.375	9	3	0,15	1.257	9
Puglia	1	0,04	137	1	1	0,03	139	1
Basilicata	3	0,12	499	3	3	0,12	499	3
Calabria	1	0,14	1.512	5	1	0,13	1.448	5
Sicilia	3	0,06	312	5	3	0,06	302	6
Sardegna	9	15,50	60.266	98	9	15,13	61.492	98
ITALIA	-	35,06	170.076	718	-	34,76	170.353	721

(A) In questa colonna gli operatori sono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La seconda regione in cui la distribuzione a mezzo rete di gas diversi dal gas naturale raggiunge cifre ragguardevoli è la Lombardia, che conta per il 17% dei volumi distribuiti e soltanto per il 7,2% dei clienti serviti, essendo presenti nel territorio regionale realtà produttive con consumi medi elevati. In questa regione, tra l'altro, il servizio raggiunge appena il 4% dei comuni esistenti nel territorio (60 comuni su 1.530). Un'incidenza dei volumi distribuiti significativamente superiore rispetto a quella calcolata sui clienti si manifesta anche in Sardegna e in Friuli Venezia Giulia.

La Toscana è, nell'ordine, la terza regione per importanza del servizio di distribuzione di gas diversi: in essa si distribuisce il 10,2% dei volumi nazionali al 15,1% dei clienti, localizzati in circa la metà dei comuni del territorio (140 su 279). Come sempre, quote relativamente significative di gas diversi dal gas naturale distribuiti con rete canalizzata si osservano anche per Emilia Romagna (5,5%), Piemonte (4,8%), Liguria (4,6%) e Lazio (4,2%).

Nel 2016 il numero dei comuni italiani raggiunti dal servizio di

distribuzione a mezzo rete di gas non naturale è salito di tre unità rispetto all'anno precedente (due in Piemonte e una in Sicilia); è inoltre salita la copertura geografica in quanto in due di questi comuni è stata creata una nuova località tariffaria.

L'estensione delle reti e il loro assetto proprietario sono illustrati nella tavola 3.43, che mostra come nel complesso siano in esercizio in Italia 4.700 km circa di reti alimentate con gas diversi dal gas naturale (di cui 3.960 km alimentati a GPL). Il confronto con i dati relativi al 2015 evidenzia un incremento dell'estensione delle reti di circa 7 km, di cui 6,5 km sulle reti in media pressione e 0,5 km sulle reti in alta pressione. Un notevole aumento si registra, invece, sulle reti non in funzione, anche in questo caso in parte (17%) dovuto alla chiusura delle linee terremotate.

La maggior parte delle infrastrutture appartiene ai distributori. I Comuni risultano avere quote minoritarie o nulle in gran parte del territorio nazionale: la media in Italia è del 17,9%.

Le imprese di distribuzione dei gas diversi dal gas naturale si dividono

TAV. 3.43

Estensione e proprietà delle reti di distribuzione di gas diversi dal gas naturale nel 2016

Estensione della rete in km

REGIONE	ESTENSIONE DELLA RETE			QUOTA DI PROPRIETÀ	
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE	ESERCENTE	COMUNE E ALTRI ^(A)
Piemonte	-	190,7	72,4	96,0%	4,0%
Valle d'Aosta	-	22,1	0,0	93,1%	6,9%
Lombardia	-	130,5	114,7	86,9%	13,1%
Trentino Alto Adige	-	23,5	0,4	67,3%	32,7%
Veneto	-	24,9	9,3	73,9%	26,1%
Friuli Venezia Giulia	-	3,0	47,9	85,1%	14,9%
Liguria	-	192,6	86,4	98,7%	1,3%
Emilia Romagna	0,6	135,3	137,6	96,9%	3,1%
Toscana	0,8	359,0	233,0	92,8%	7,2%
Umbria	-	95,0	80,2	84,5%	15,5%
Marche	-	43,2	57,4	76,5%	23,5%
Lazio	-	198,9	218,2	96,9%	3,1%
Abruzzo	-	62,4	2,7	58,9%	41,1%
Molise	-	2,3	3,7	100,0%	0,0%
Campania	-	11,2	25,8	100,0%	0,0%
Puglia	-	7,1	0,0	100,0%	0,0%
Basilicata	-	4,1	16,7	100,0%	0,0%
Calabria	-	52,8	0,0	100,0%	0,0%
Sicilia	-	38,0	0,0	100,0%	0,0%
Sardegna	7,5	1.103,2	861,7	68,4%	31,6%
ITALIA	8,9	2.699,6	1.968,2	82,1%	17,9%
di cui non in funzione	0	125,2	57,7	-	-

(A) Società patrimoniali delle reti.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

quasi equamente in due forme giuridiche: quella di società a responsabilità limitata (42 casi su 84) e quella di società per azioni (35 casi su 84); i restanti sette operatori si distribuiscono in altrettante forme giuridiche differenti, che vanno dalle società consortili alla società in nome collettivo.

Nel 2016, contrariamente a quanto accadeva da qualche anno, la concentrazione nel segmento della distribuzione dei gas diversi dal gas naturale a mezzo rete si è lievemente ridotta. La quota dei primi tre operatori è scesa al 42,5% dei volumi complessivamente erogati (Tav. 3.44) dal 43,4% del 2015. Le prime cinque imprese contano per il 59,9% (60,7% nel 2015). Per superare il 70% dei volumi distribuiti in totale, nel 2016 occorre sommare le quote dei primi nove operatori; altrettanti ne servivano nel 2015.

Storicamente il primo operatore è Isgas, società la cui quota è leggermente scesa dal 18,2% del 2015 al 17,7%. Con il 14,8% il secondo operatore è Mediterranea Energia Ambiente (o Medea); il terzo operatore è il Comune di Sannazzaro de' Burgondi, in provincia di Pavia, dove

è localizzata la raffineria di Eni che produce, tra l'altro, gas destinato all'alimentazione della centrale termoelettrica di Ferrera Erbognone (PV) di proprietà di EniPower. Nel 2016 la quota di Liguigas è salita all'8,8%, dall'8,6% che aveva nel 2015. Per questo motivo la società è tornata al di sopra di Eni che nello scorso anno aveva la medesima quota ed era in quarta posizione. Grazie all'acquisizione di GP Gas, la società 2i Rete Gas ha guadagnato diverse posizioni nella classifica; tuttavia, la somma dei volumi erogati nel 2015 dalle due società separatamente era superiore del 6% ai volumi erogati quest'anno dalla sola 2i Rete Gas. Viceversa, quasi integralmente a causa degli eventi sismici, Beyfin è scesa di diverse posizioni in classifica.

Una minore concentrazione, ma sempre in lieve crescita, caratterizza la distribuzione del solo GPL: i primi tre operatori (nell'ordine Liguigas con il 17,3%, Eni con il 9,9% e Sarda Reti Gas con il 7,9%) hanno distribuito il 35,2% del totale, i primi cinque (che si ottengono aggiungendo Centria e Fontenergia) il 44,9%. Nel 2015 la quota dei primi tre operatori era del 34,5%, quella dei primi cinque era pari al 44,8%.

TAV. 3.44

Prime venti società per erogazione di gas diversi dal gas naturale nel 2016
Volumi in M(m³)

SOCIETÀ	2016	QUOTA	POSIZIONE NEL 2014
Isgas	6,14	17,7%	1°
Mediterranea Energia Ambiente (in Sigla Medea)	5,16	14,8%	2°
Comune Di Sannazzaro De' Burgondi	3,47	10,0%	3°
Liguigas	3,07	8,8%	5°
Eni	3,00	8,6%	4°
Sarda Reti Gas	1,40	4,0%	6°
Centria	0,89	2,5%	7°
Fontenergia	0,84	2,4%	8°
Carbotrade Gas	0,79	2,3%	9°
2i Rete Gas	0,75	2,2%	22°
Socogas	0,64	1,8%	15°
Italgas Reti	0,50	1,4%	12°
Beyfin	0,46	1,3%	10°
Butan Gas	0,45	1,3%	30°
Goldengas	0,43	1,2%	14°
Autogas Nord	0,42	1,2%	21°
Lunigas IF	0,39	1,1%	14°
Totalgaz	0,38	1,1%	17°
Società Italiana Gas Liquidi	0,38	1,1%	16°
Autogas Riviera	0,32	0,9%	19°
Altri	4,88	14,0%	-
TOTALE IMPRESE	34,8	100%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Trasporto

Nel novembre 2013 l'Autorità ha approvato²⁵ i criteri di regolazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento per il periodo 2014-2017 (*Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale* - RTTG). In termini di struttura tariffaria, sono previsti corrispettivi variabili (CV), applicati alla quantità di energia trasportata, e corrispettivi di capacità, applicati alla capacità di trasporto impegnata. Questi ultimi sono differenziati per punto di entrata nella Rete nazionale (CP_e), punto di uscita dalla stessa (CP_u) e rete regionale (CR_r). Sono, inoltre, previste percentuali di maggiorazione dell'energia trasportata, allo scopo di riflettere gli autoconsumi, le perdite di rete e il gas non contabilizzato. Nel 2014 il TAR Lombardia ha annullato²⁶ la RTTG relativamente alla parte in cui non è stata data attuazione all'art. 38, comma 2-*bis*, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, che imponeva all'Autorità di «*adeguare il sistema delle tariffe di trasporto del gas naturale secondo*

criteri che rendano più flessibile ed economico il servizio di trasporto a vantaggio dei soggetti con maggiore consumo di gas naturale». Tale annullamento è stato confermato dal Consiglio di Stato²⁷ con l'argomentazione secondo cui la RTTG «*non prevede alcun premio a favore dei clienti finali che utilizzino ingenti quantità di gas, ma avvantaggia unicamente gli utenti della rete (i c.d. shippers) che siano in grado di immettere in rete una maggiore quantità di gas a fronte della capacità previamente prenotata*». Di conseguenza, l'Autorità ha avviato²⁸ un procedimento per modificare la regolazione in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato.

Le proposte tariffarie per l'anno solare 2017, relative ai corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e al corrispettivo per il servizio di misura del trasporto, sono quindi state approvate²⁹ nel dicembre 2016 in via transitoria. I nuovi livelli dei corrispettivi (Tav. 3.45) sono stati approvati salvo conguaglio, in attesa della conclusione del procedimento di ottemperanza avviato.

CORRISPETTIVO UNITARIO VARIABILE	
CV	0,003375

TAV. 3.45

Tariffe di trasporto, dispacciamento e relativa misura per l'anno 2017

Corrispettivi unitari variabili (commodity); €/S(m³)

²⁵ Delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas.

²⁶ Sentenza del TAR Lombardia, Sezione seconda, 3 luglio 2014, n. 1729.

²⁷ Sentenza del Consiglio di Stato, Sezione sesta, 28 luglio 2015, n. 3735.

²⁸ Delibera 3 settembre 2015, 429/2015/R/gas.

²⁹ Delibera 11 dicembre 2015, 606/2015/R/gas.

3. Struttura, prezzi e qualità nel settore gas

Corrispettivi unitari di capacità sulla Rete nazionale
€/anno/S(m³)/giorno

CP _e – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI ENTRATA					
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione					
Mazara del Vallo		4,203251	Tarvisio		1,269282
Gela		3,824456	Gorizia		0,883969
Passo Gries		0,763848			
3 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione					
GNL Panigaglia		0,316480	GNL Cavarzere		0,640791
GNL OLT Livorno		0,386623			
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio		0,186115			
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento					
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piacenza Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Trecate, Rubicone	0,102417		Casalborsetti, Collalto, Medicina, Montenevoso, Muzza, Nervesa Della Battaglia, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto BP, Vittorio V. (S. Antonio)		0,145768
Falconara, Fano	0,258291				
Calderasi/Monteverde, Metaponto, Monte Alpi, Guardia Perticara, Pisticci A.P./B.P., Sinni (Policoro)	1,470667		Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Cupello, Reggente, Santo Stefano Mare		0,381549
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre-Passatempo	0,280059		Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona		0,742716
Crotone, Hera Lacinia	1,892258		Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto		3,538621
CP _u – CORRISPETTIVI PER I PUNTI DI USCITA					
5 punti di interconnessione con le esportazioni					
Bizzarone		3,230190	Passo Gries		1,891816
Gorizia		1,697550	Tarvisio		0,759060
Repubblica di San Marino		3,272449			
Hub stoccaggio					
Stoccaggi Stogit/Edison Stoccaggio		0,519314			
6 aree di prelievo distribuite su tutto il territorio nazionale					
Nord-occidentale	NOC	2,048028	Centro-sud-orientale	SOR	1,928121
Nord-orientale	NOR	1,604781	Centro-sud-occidentale	SOC	1,604781
Centrale	CEN	2,048028	Meridionale	MER	1,484874

Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale
€/anno/S(m³)/giorno

CR _r	
Corrispettivo unitario di capacità sulla rete regionale	1,204338

Corrispettivo transitorio per il servizio di misura
€/anno/S(m³)/giorno

CM ^T	
Corrispettivo transitorio per il servizio di misura	0,076035

γ_{Fuel}			
6 punti di interconnessione con i metanodotti esteri di importazione			
Mazara del Vallo	0,047630%	Tarvisio	0,014383%
Gela	0,043337%	Gorizia	0,010017%
Passo Gries	0,008656%		
2 punti di interconnessione con gli impianti di rigassificazione			
GNL Panigaglia	0,003586%	GNL Cavarzere	0,004381%
GNL OLT Livorno	0,007261%		
60 punti dai principali campi di produzione nazionale o dai loro centri di raccolta e trattamento			
Casteggio, Caviaga, Fornovo, Ovanengo, Piadena Ovest, Pontetidone, Quarto, Rivolta d'Adda, Soresina, Treccate	0,001161%	Casalborsetti, Collalto, Nervesa Della Battaglia, Medicina, Montenevoso, Muzza, Ravenna Mare, Ravenna Mare Lido, Santerno, Spilamberto BP, Vittorio V. (S. Antonio)	0,001652%
Rubicone	0,001161%	Falconara, Fano	0,002927%
Calderasi/Monteverdese, Metaponto, Monte Alpi, Guardia Perticara, Pisticci AP/BP, Sinni (Policoro)	0,016665%	Fonte Filippo, Larino, Ortona, Poggiofiorito, Cupello, Reggente, Santo Stefano Mare	0,004324%
Carassai, Cellino, Grottammare, Montecosaro, Pineto, San Giorgio Mare, Capparuccia, San Benedetto del Tronto, Settefinestre/Passatempo	0,003174%	Candela, Roseto/Torrente Vulgano, Torrente Tona	0,008416%
Crotone, Hera Lacinia	0,021442%	Bronte, Comiso, Gagliano, Mazara/Lippone, Noto	0,040098%

Quota percentuale a copertura del gas di autoconsumo (applicata all'energia immessa in rete)

$\gamma_{PE}, \gamma_{GNC}$	
Perdite di rete (γ_{PE})	0,107677%
Gas non contabilizzato (γ_{GNC})	0,106122%

Fonte: AEEGSI.

Quote percentuali a copertura delle perdite di rete e del gas non contabilizzato applicate all'energia immessa in rete

Per gli utenti della rete con servizio interrompibile sono previste riduzioni nei corrispettivi di entrata (CP_E) applicati dall'operatore principale del trasporto, Snam Rete Gas. In dettaglio è prevista una riduzione del 15%:

- per un'interruzione massima di 29 giorni per il punto di entrata di Passo Gries e di 37 giorni per gli altri punti di entrata, con preavviso entro le ore 16 del terzo giorno gas precedente a quello di inizio dell'interruzione;
- per un'interruzione senza preavviso per effetto dell'assenza di un flusso fisico netto in uscita nel punto di riconsegna di Vittorio Veneto (REMI 34569001).

Sono inoltre applicate, ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale, le seguenti componenti tariffarie:

- GS_T , destinata a finanziare il Conto per la compensazione delle

agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;

- RE_T , destinata a finanziare il Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- UG_{3T} , a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del servizio di *default* del trasporto.

Il valore di GS_T e RE_T viene aggiornato periodicamente dall'Autorità. Per il trimestre aprile-giugno 2017, il valore della componente GS_T è pari a 0,1135 c€/m³, quello per la componente RE_T è pari a 1,0480 c€/m³, mentre quello della componente UG_{3T} è pari a 0,1541 c€/m³.

Rigassificazione

Anche per il servizio di rigassificazione del GNL l'Autorità ha fissato

nel 2013³⁰ i criteri di regolazione delle tariffe per il periodo 2014-2017. Nel corso del 2016 l'Autorità ha approvato³¹ le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione, relative all'anno 2017, presentate dalle società GNL Italia, Terminale GNL Adriatico e OLT Offshore LNG Toscana. Al contempo sono stati approvati i corrispettivi di misura gas (CM^G), applicati dalle imprese di rigassificazione alle quantità contrattuali di GNL (Tav. 3.46).

Stoccaggio

Nell'ottobre 2014 l'Autorità ha definito³² i criteri per la regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2015-2018. Nel febbraio 2015 sono stati poi completati i criteri per il calcolo dei corrispettivi

tariffari, prevedendo tra l'altro la rimozione dei CV e l'applicazione di soli corrispettivi di capacità (spazio, erogazione e iniezione)³³.

Nel corso del 2016 l'Autorità³⁴ ha approvato i ricavi provvisori per l'anno 2017 della società Stogit e ha determinato d'ufficio i ricavi provvisori della società Edison Stoccaggio, sulla base delle proposte tariffarie presentate dalle due società.

In esito alla definizione dei ricavi, Stogit ed Edison Stoccaggio hanno determinato, trasmesso e pubblicato il valore dei corrispettivi unitari (Tav. 3.47), come previsto dalla regolazione in vigore.

Occorre evidenziare che i corrispettivi tariffari sopra esposti hanno ormai una applicazione residuale, in quanto riguardano solamente i servizi di bilanciamento operativo delle imprese di trasporto e di stoccaggio minerario, che insieme assorbono una quota inferiore

TAV. 3.46

Tariffe di rigassificazione per l'utilizzo dei terminali nel 2017 e relativi corrispettivi di misura

CORRISPETTIVO	UNITÀ DI MISURA	PANIGAGLIA	ROVIGO	LIVORNO
Corrispettivo unitario di impegno associato ai quantitativi contrattuali di GNL	C_{qs} (€/m ³ liquido/anno)	4,781910	27,375779	23,008974
Corrispettivo unitario per la copertura dei costi di ripristino	C_{rs} (€/m ³ liquido/anno)	0,124887	-	0,078779
Quota % a copertura dei consumi e delle perdite corrisposte dall'utente del terminale	Q_{cp} (per m ³ consegnato)	1,7%	0,7%	1,7%
Corrispettivo di misura del gas	CM ^G (€/m ³ liquido/anno)	0,055058	0,263512	0,017446

Fonte: AEEGSI.

TAV. 3.47

Corrispettivi tariffari per il servizio di stoccaggio per l'anno 2017

CORRISPETTIVI	UNITÀ DI MISURA	STOGIT	EDISON STOCCAGGIO
Corrispettivo unitario di spazio c_s	c€/KWh/a	0,102344	0,195516
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione c_i	€/KWh/g/a	7,245012	17,514723
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione c_e	€/KWh/g/a	9,279219	51,55425

Fonte: Stogit ed Edison Stoccaggio.

³⁰ Delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas.

³¹ Delibere 14 luglio 2016, 392/2016/R/gas, e 22 dicembre 2016, 777/2016/R/gas.

³² Delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas.

³³ Delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas.

³⁴ Delibera 28 luglio 2016, 441/2016/R/gas.

SOCIETÀ	CAPACITÀ CONFERITA	PREZZO MEDIO DI ASSEGNAZIONE
Stogit	10.780	0,673467
Edison Stoccaggio	864	0,422773
TOTALE	11.644	0,654865

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati Stogit ed Edison Stoccaggio.

TAV. 3.48

Aste di capacità di stoccaggio per servizi di modulazione effettuate da Stogit per l'anno termico 2017-2018

Capacità in M(m³); prezzo in c€/S(m³)

al 5% della capacità di stoccaggio complessiva.

Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile CST, applicato alle quantità di gas importato e a quelle derivanti dalla produzione nazionale. Tale parametro viene determinato dalla principale impresa di stoccaggio in base al costo del servizio³⁵. Per il periodo dall'1 aprile 2017 al 31 marzo 2018 il corrispettivo CST è pari 0,001319 €/S(m³)³⁶.

La capacità di stoccaggio restante (circa il 70%), destinata a servizi di modulazione stagionale e pluriennale, viene conferita e remunerata in base a procedure concorsuali. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito allo svolgimento di apposite aste, aperte alla partecipazione di tutti gli operatori del mercato del gas naturale. I corrispettivi sono determinati con il metodo del prezzo marginale per la prima asta per il servizio di punta stagionale e del *pay-as-bid* per tutte le altre. Nella tavola 3.48 sono sintetizzati gli esiti delle aste effettuate da Stogit ed Edison Stoccaggio per l'anno termico 2017-2018.

Ulteriori capacità di stoccaggio sono state assegnate in esito alle aste effettuate dalle imprese di rigassificazione, nell'ambito del servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio³⁷.

Distribuzione

Le società di distribuzione devono applicare una tariffa

obbligatoria, costituita da quote fisse e variabili, differenziate per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- nord-occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- nord-orientale, comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia ed Emilia Romagna;
- centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- centro-sud-orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia e Basilicata;
- centro-sud-occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La quota fissa (τ_1 , €/cliente/anno) è composta da tre elementi, relativi a distribuzione (τ_{1dis}), misura (τ_{1mis}) e commercializzazione (τ_{1cot}). A partire dall'1 gennaio 2015, gli elementi τ_{1dis} e τ_{1mis} sono differenziati in funzione della classe dimensionale del misuratore. La quota variabile (τ_3 , €/m³) è articolata per scaglione di consumo.

Come di consueto, i valori delle componenti delle tariffe obbligatorie per l'anno 2017 sono stati fissati³⁸ nel mese di dicembre dell'anno precedente, e sono riportati nella tavola 3.49 (quote fisse τ_1) e nella tavola 3.50 (quota variabile τ_3).

³⁵ Art. 8 della delibera 16 febbraio 2017, 76/2017/R/gas.

³⁶ Dal sito internet di Stogit.

³⁷ Delibera 12 gennaio 2017, 6/2017/R/gas.

³⁸ Delibera 22 dicembre 2016, 774/2016/R/gas.

TAV. 3.49

Articolazione della quota fissa $\tau 1$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2017

€/punto di riconsegna/anno

COMPONENTI PER CLASSE DEL GRUPPO DI MISURA	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD- ORIENTALE	CENTRO-SUD- OCCIDENTALE	MERIDIONALE
$\tau 1$ (dis)						
da G4 a G6	37,26	31,09	36,95	31,87	40,21	50,94
da G10 a G40	273,86	238,64	254,19	227,80	293,26	352,54
oltre G40	712,16	593,89	683,18	606,55	796,12	975,34
$\tau 1$ (mis)						
da G4 a G6	19,38	16,44	16,71	17,06	19,98	19,67
da G10 a G40	139,21	122,77	111,98	118,83	142,50	133,15
oltre G40	359,38	302,95	298,53	313,69	384,24	366,12
$\tau 1$ (cot)	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00

Fonte: AEEGSI.

TAV. 3.50

Articolazione della quota variabile $\tau 3$ della tariffa obbligatoria di distribuzione per l'anno 2017

c€/m³; scaglioni di consumo in m³/anno

SCAGLIONE DI CONSUMO	AMBITO					
	NORD- OCCIDENTALE	NORD- ORIENTALE	CENTRALE	CENTRO-SUD- ORIENTALE	CENTRO-SUD- OCCIDENTALE	MERIDIONALE
0-120	0	0	0	0	0	0
121-480	8,1892	6,3449	8,8373	11,3329	14,0077	19,4247
481-1.560	7,4954	5,8073	8,0886	10,3728	12,8209	17,7789
1.561-5.000	7,5269	5,8318	8,1226	10,4164	12,8749	17,8537
5.001-80.000	5,6242	4,3575	6,0693	7,7832	9,6202	13,3404
80.001-200.000	2,8489	2,2073	3,0743	3,9425	4,8730	6,7575
200.000-1.000.000	1,3982	1,0833	1,5088	1,9349	2,3916	3,3164
Oltre 1.000.000	0,3890	0,3014	0,4197	0,5383	0,6653	0,9226

Fonte: AEEGSI.

Vi sono poi delle componenti aggiuntive, espresse in c€/m³ e aggiornate trimestralmente (tra parentesi è indicato il valore in vigore nel secondo trimestre 2017)³⁹:

- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas (0,1526 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,0771 c€/m³ oltre tale soglia);
- UG₂, di modulazione dei costi di commercializzazione al dettaglio per contenere la spesa dei clienti finali caratterizzati da bassi consumi⁴⁰;
- UG_{3INT}, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione dell'alimentazione del punto di riconsegna per morosità (0,0617 c€/m³);
- UG_{3UI}, a copertura degli oneri connessi a eventuali squilibri dei saldi dei meccanismi perequativi specifici per il fornitore del servizio di *default* di distribuzione e degli oneri della morosità sostenuti dai fornitori di ultima istanza per i clienti finali non disalimentabili (0,3541 c€/m³);
- UG_{3FT}, a copertura degli importi di morosità riconosciuti ai fornitori transitori del sistema di trasporto (0,1541 c€/m³);
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i

³⁹ Stabilito dalle delibere 30 marzo 2016, 141/2016/R/gas, 29 settembre 2016, 534/2016/R/com, e 30 marzo 2017, 200/2017/R/com.

⁴⁰ I valori della componente UG₂ sono costituiti da una quota fissa, pari a -27,01 €/cliente/anno (limitatamente ai clienti con consumi fino a 200.000 m³/anno) e da una quota variabile (c€/m³) differenziata per scaglione di consumo.

clienti economicamente disagiati (0,1336 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,0624 c€/m³ oltre tale soglia);

- RE, a copertura degli oneri che gravano sul Fondo per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti

rinnovabili nel settore del gas naturale, nonché sul Fondo di garanzia a sostegno della realizzazione di reti di teleriscaldamento e sul Conto per lo sviluppo tecnologico e industriale (0,1526 c€/m³ fino a 200.000 S(m³)/anno, 0,0771 c€/m³ oltre tale soglia).

Prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autore sul 2016 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dalle imprese di vendita ai clienti finali, è stato pari a 33,8 c€/m³ (Tav. 3.51). Tale prezzo nel 2015 era risultato pari a 38,9 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta una diminuzione del 13%.

La diminuzione coinvolge in misura significativa (circa 4 c€/m³) tutte le categorie dimensionali di clienti. La classe che ha presentato il maggiore decremento, in termini sia assoluti (-4,7 c€/m³) sia relativi (circa il 18%), è quella riguardante i consumi superiori a 20 milioni di metri cubi. Ciò ha contribuito ad ampliare il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi, che nel quinquennio considerato è passato da 23,5 a 30 c€/m³. A consumi più elevati, corrispondono generalmente prezzi più bassi, poiché i costi fissi vengono ripartiti su quantità minori. In particolare,

l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più elevata sui piccoli consumi, mentre per i clienti più grandi, che sono direttamente allacciati alla rete di trasporto, questa componente non è nemmeno presente. Inoltre, i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento stagionale e climatico, che comporta maggiori oneri di modulazione. In aggiunta, le forniture dei grandi clienti sono caratterizzate da sistemi di prezzo più flessibili, nei quali le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali. Infine, si può ritenere che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionale alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali.

D'altra parte, come già evidenziato nel settore elettrico, occorre

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2012	2013	2014	2015	2016
Inferiore a 5.000	60,3	61,2	58,8	55,7	51,8
Tra 5.000 e 50.000	50,0	51,3	46,9	46,0	42,3
Tra 50.000 e 200.000	48,3	44,4	41,4	41,0	37,2
Tra 200.000 e 2.000.000	41,1	36,6	35,0	32,5	28,4
Tra 2.000.000 e 20.000.000	36,9	33,8	34,0	28,0	24,2
Superiore a 20.000.000	36,8	32,7	32,2	26,5	21,8
TOTALE	45,5	44,0	42,3	38,9	33,8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 3.51

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

TAV. 3.52

Prezzi di vendita al mercato al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2016

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000-50.000	50.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
Domestico	52,0	42,3	38,6	33,7	-	-	51,8
Condominio uso domestico	46,3	43,4	41,7	37,5	32,2	-	43,0
Attività di servizio pubblico	48,6	39,1	35,1	28,2	25,7	19,2	32,4
Commercio e servizi	50,5	41,9	36,9	28,7	25,7	25,5	37,5
Industria	51,3	42,3	35,8	28,0	23,9	20,9	25,2
Generazione elettrica	59,1	47,3	34,0	28,5	26,0	22,1	22,4
TOTALE	51,8	42,3	37,2	28,4	24,2	21,8	33,8

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

considerare che con lo sviluppo del mercato libero si è notevolmente ampliata la gamma delle offerte dei venditori ai clienti finali, che possono quindi scegliere tra pacchetti molto diversi tra loro. Alcuni di questi includono servizi accessori (assistenza, manutenzione, assicurazione ecc.), per cui il prezzo del gas offerto può tenere conto di elementi aggiuntivi rispetto al solo costo del gas stesso. Altre offerte prevedono sconti sulla materia prima, altre ancora, invece, vantaggi sull'acquisto di beni o servizi diversi (sconti al supermercato, sul carburante, sui servizi telefonici ecc.). Molti venditori offrono anche formule a prezzo bloccato, i cui meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi non sono influenzati dalle dinamiche congiunturali dei prezzi dell'energia, ma dipendono in misura rilevante dalla data di sottoscrizione dei contratti (e in particolare dalle attese di quel momento sul futuro andamento dei prezzi

dei combustibili), nonché dalla durata dei contratti stessi (più è lunga, più il prezzo pattuito deve tener conto dei rischi di mutamento del mercato). Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

Nella tavola 3.52 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi per settore di consumo.

La media complessiva di ciascun settore dipende dalla ripartizione dei volumi venduti tra le classi dimensionali. Per quanto detto sopra, i domestici, caratterizzati dalla prevalenza dei consumi unitari più bassi, presentano un prezzo medio totale più elevato, mentre l'industria e la generazione elettrica presentano prezzi più bassi per la ragione opposta.

Condizioni economiche di riferimento

Prezzo del gas e inflazione

Come già descritto nelle scorse edizioni della *Relazione Annuale*, a partire da gennaio 2011 l'Istituto nazionale di statistica (Istat) ha apportato un'ampia revisione al paniere nazionale di rilevazione dei prezzi al consumo per l'intera collettività (NIC), utilizzato per la misurazione del tasso di inflazione. Nell'ambito di tale revisione, l'Istat ha enucleato il segmento di consumo "Gas di città e gas

naturale" che contiene il "prodotto" regolato dall'Autorità, assegnandogli una significativa incidenza. Tale incidenza quest'anno è passata al 2,2% dell'intero paniere.

Il segmento "Gas di città e gas naturale" è inserito nella tipologia di prodotto "Beni energetici regolamentati", che comprende l'insieme di due dei segmenti di consumo sottoposti alla regolazione dell'Autorità, vale a dire "Energia elettrica" e "Gas di città e gas naturale". Poiché anche il peso del segmento "Energia elettrica" è aumentato nel 2016 (come si

è visto nel Capitolo 2 di questo Volume), l'incidenza dei "Beni energetici regolamentati" è passata dal 4,7% del 2016 al 4,1% di quest'anno.

Il numero indice dei prezzi del segmento "Gas di città e gas naturale" si presenta, nel 2016, in diminuzione nei primi sei mesi e in aumento a partire dal mese di luglio, con incrementi più significativi a partire da settembre (Tav. 3.53). In media d'anno, nel 2016 il prezzo del gas risulta diminuito dell'8,5% rispetto al 2015. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è diminuito dello 0,1%, in termini reali la

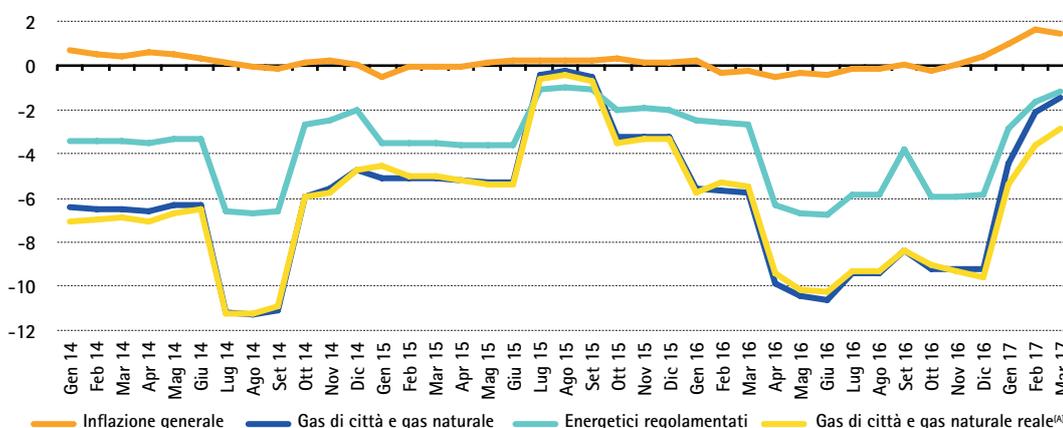
variazione del gas risulta lievemente più contenuta (-8,4%).

Nel primo trimestre 2017 vi sono stati altri sensibili aumenti che hanno via via compensato le diminuzioni avvenute negli stessi mesi dell'anno precedente portando, a marzo 2017, il tasso di variazione a 12 mesi a -1,4%. Rapportando il corrispondente indice di prezzo (95,5) al suo livello medio del 2016 (91,5), si deduce che l'inflazione acquisita⁴¹ per il 2017 da questo segmento di consumo è pari al 4,4%.

TAV. 3.53

	GAS DI CITTÀ E GAS NATURALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	INDICE GENERALE	VARIAZIONE PERCENTUALE	GAS REALE ^(A)	VARIAZIONE PERCENTUALE
Gennaio 2016	97,2	-5,5%	99,6	0,2%	97,6	-5,8%
Febbraio	97,0	-5,7%	99,4	-0,4%	97,6	-5,3%
Marzo	96,9	-5,8%	99,6	-0,2%	97,3	-5,5%
Aprile	89,3	-9,9%	99,5	-0,5%	89,7	-9,4%
Maggio	88,6	-10,5%	99,8	-0,3%	88,8	-10,2%
Giugno	88,4	-10,7%	99,9	-0,4%	88,5	-10,3%
Luglio	89,1	-9,4%	100,1	-0,1%	89,0	-9,3%
Agosto	89,1	-9,4%	100,3	-0,1%	88,8	-9,3%
Settembre	89,8	-8,3%	100,1	0,1%	89,7	-8,4%
Ottobre	90,6	-9,3%	100,0	-0,2%	90,6	-9,1%
Novembre	90,7	-9,2%	99,9	0,1%	90,8	-9,3%
Dicembre	90,8	-9,2%	100,3	0,5%	90,5	-9,6%
ANNO 2017	91,5	-8,5%	99,9	-0,1%	91,6	-8,4%
Gennaio	92,9	-4,4%	100,6	1,0%	92,3	-5,4%
Febbraio	95,0	-2,1%	101,0	1,6%	94,1	-3,6%
Marzo	95,5	-1,4%	101,0	1,4%	94,6	-2,8%

(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.
Fonte: Istat, Indice dei prezzi al consumo per l'intera collettività.



(A) Rapporto tra l'indice di prezzo del gas e l'indice generale.
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

Numeri indice e variazioni del prezzo del segmento "Gas di città e gas naturale"

Numeri indice 2015=100 e variazioni percentuali

FIG. 3.19

Inflazione generale dei beni energetici e del gas a confronto negli ultimi quattro anni

Variazione anno su anno degli indici di prezzo al consumo

⁴¹ I valori della componente UG2 sono costituiti da una quota fissa, pari a -27,01 €/cliente/anno (limitatamente ai clienti con consumi fino a 200.000 m³/anno) e una quota variabile (c€/m³) differenziata per scaglione di consumo.

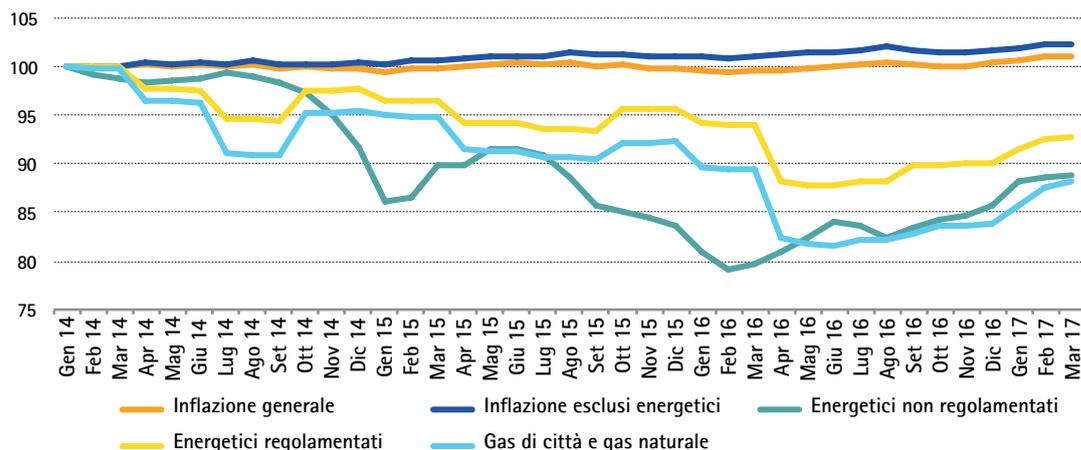
Le consistenti variazioni dei prezzi energetici hanno influenzato sensibilmente l'andamento complessivo dell'inflazione. L'indice generale dei prezzi (Fig. 3.20) dopo quattro anni di stabilità (sostanziale assenza di inflazione) è tornato a crescere in modo significativo a partire dalla fine del 2016, per effetto dell'inversione di rotta nell'andamento dei prezzi dei beni energetici: quelli non regolamentati sono tornati a salire dopo il minimo assoluto di febbraio 2016, salvo una pausa nei mesi di luglio e agosto, mentre quelli regolamentati, dopo il minimo di maggio 2016 hanno iniziato una fase di crescita debole che ha preso vigore solo a gennaio di quest'anno. Tale andamento può essere riscontrato anche nel segmento "Gas di città e gas naturale", il quale, nonostante gli aumenti degli ultimi mesi, presenta un livello ancora inferiore del 12% a quello del momento iniziale del grafico (gennaio 2014) e inferiore del 18% al

massimo storico di gennaio 2013.

L'andamento del prezzo del gas per le famiglie italiane può essere valutato anche in confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti dall'Eurostat (Fig. 3.21). Quest'analisi mostra come nel 2016 il gas abbia registrato in Italia una diminuzione superiore alla media dell'Area euro (-8,2% verso -5,7%). Una variazione simile si è avuta in Francia, in Spagna si è avuta una diminuzione maggiore, mentre al contrario il Regno Unito e soprattutto la Germania presentano dei cali più contenuti. Considerando le variazioni di prezzo negli ultimi tre anni, l'Italia segna una diminuzione del 13,8%, seconda solo alla Spagna (-16,5%), prossima al Regno Unito (-12,5%) e superiore sia alla media dell'Unione europea (-9,1%) sia a Germania e Francia (rispettivamente -5,6% e -4%).

FIG. 3.20

Livello dei prezzi del gas negli ultimi quattro anni
Numeri indice base gennaio 2014=100

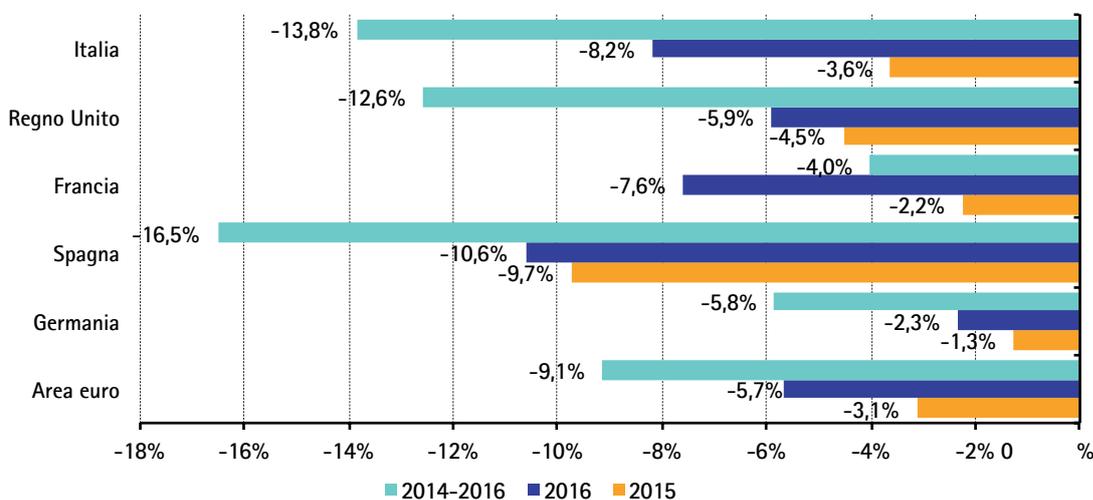


Elaborazione AEEGSI su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - Indici nazionali.

FIG. 3.21

Variazioni dei prezzi del gas per le famiglie nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente e nel triennio 2014-2016



Fonte: Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Prezzo del gas naturale per il consumatore domestico tipo

Le dinamiche registrate dall'Istat trovano una sostanziale conferma nell'andamento del prezzo per il consumatore domestico tipo (Fig. 3.22). Più precisamente, si tratta dell'andamento medio delle condizioni economiche di fornitura⁴² che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie (accanto alle condizioni da loro definite per il mercato libero), valorizzate per un consumatore caratterizzato da un consumo annuo di 1.400 m³ e da un impianto di riscaldamento autonomo. Tale prezzo è calcolato utilizzando un valore medio nazionale per tutte le componenti variabili localmente, tranne che per la distribuzione. Per tale componente viene impiegato il valore dell'ambito nord-orientale, considerato il più rappresentativo.

Il prezzo del gas per il consumatore domestico tipo è aumentato continuamente sino al primo trimestre 2013, durante il quale ha raggiunto un valore massimo di 92,78 c€/m³. Nel secondo trimestre 2013 è iniziato un percorso di discesa, dovuto principalmente alla riduzione della componente materia prima, grazie all'attuazione della prima fase della riforma del sistema di calcolo. La riforma ha disposto che a fini dell'aggiornamento di tale componente il riferimento all'andamento del prezzo del petrolio, quale risultante dai

contratti a lungo termine, venisse progressivamente sostituito con l'andamento dei prezzi risultanti nei mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta⁴³.

Col quarto trimestre del 2013, il processo di riforma della metodologia di calcolo delle condizioni di fornitura del servizio di tutela ha trovato pieno compimento. Il riferimento ai contratti a lungo termine del petrolio è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine del gas. In attesa che diventi pienamente operativo il Mercato a termine italiano, previsto dal decreto legislativo n. 93/11, è stato mantenuto il riferimento alle quotazioni che si formano sul mercato olandese TTF. Ma, oltre a sostituire le quotazioni di riferimento, la riforma ha anche cambiato la struttura del meccanismo di calcolo, modificandone le voci e il loro contenuto. In particolare, la nuova materia prima, oltre al costo di acquisto sulla piazza TTF (rappresentato dall'elemento $P_{FOR,t}$), comprende i seguenti elementi:

- i costi di trasporto da tale piazza sino al PSV della piattaforma italiana di negoziazione, gestita da Snam Rete Gas (elementi Q_{Tint} , QT_{PSV} , QT_{MCV});
- i costi dell'attività di approvvigionamento e dei rischi connessi

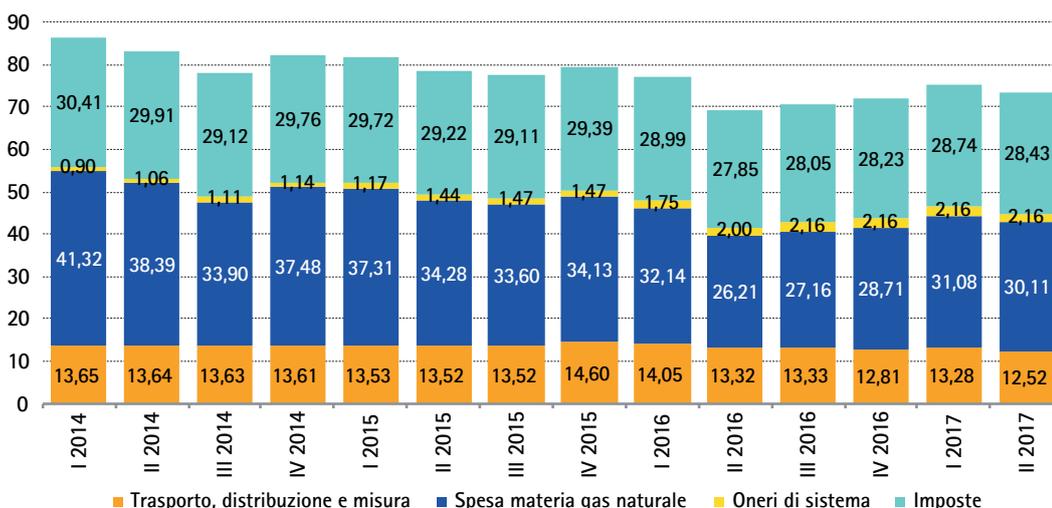


FIG. 3.22

Prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo^(A)

c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

Fonte: AEEGSI.

⁴² Introdotte con la delibera 4 dicembre 2003, n. 138, e attualmente disciplinate dall'Allegato A (TIVG) della delibera ARG/gas 64/09, come successivamente modificato e integrato.

⁴³ Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (c.d. "Cresci Italia"), con la delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas, l'Autorità ha previsto che dal secondo trimestre 2013 l'aggiornamento della materia prima venisse calcolato, per una quota del 20%, in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* europeo, con riferimento alla piattaforma olandese TTF.

con la stessa (componente CCR), tra cui, per esempio, le oscillazioni climatiche (con le conseguenti ricadute sui prezzi) e gli scostamenti tra le quantità acquistate e quelle effettivamente vendute (rischio volumi).

Le vecchie voci QE (componente energia) e QCI (quota commercializzazione all'ingrosso) sono state eliminate in quanto sostituite dagli elementi sopra riportati.

La nuova formulazione di calcolo ha reso necessarie delle modifiche in alcune delle componenti relative ai costi infrastrutturali. In primo luogo la componente trasporto (QT) è stata rimodulata per tenere conto di quanto già ricompreso nella materia prima. Quest'ultima comprende implicitamente anche i costi di stoccaggio, sia in relazione alla modulazione stagionale (differenza di fabbisogni e prezzi tra estate e inverno) sia per la copertura di eventi eccezionali. Conseguentemente, la vecchia componente QS (quota stoccaggi) è stata eliminata.

Per contro, la transizione al nuovo sistema ha reso necessaria l'introduzione di meccanismi di adeguamento, che si sostanziano nelle seguenti voci:

- la componente gradualità (GRAD), volta a coprire i costi che le imprese di vendita devono sostenere per ristrutturare il proprio portafoglio di approvvigionamento al fine di ottenere una

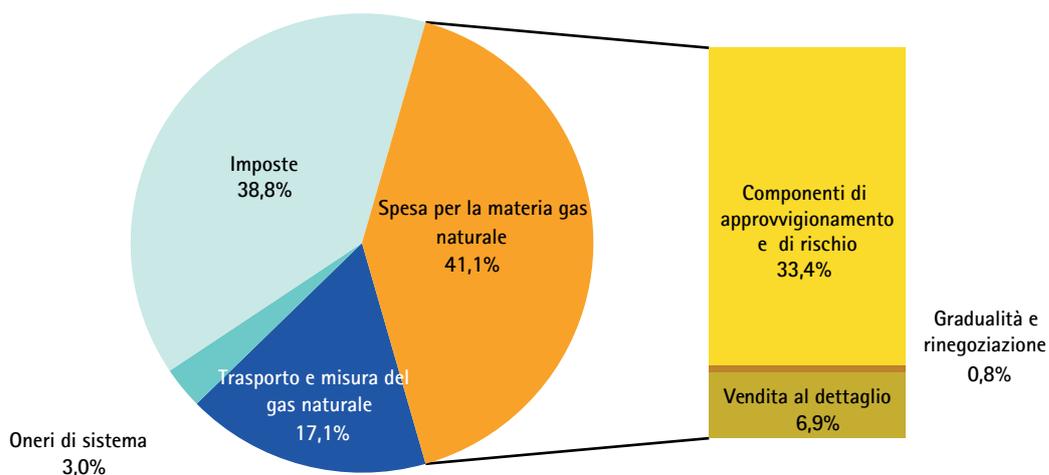
appropriata ripartizione tra contratti di breve e lungo termine;

- la componente pro rinegoziazioni (CPR), volta a incentivare la rinegoziazione dei contratti a lungo termine, al fine di adeguarne le clausole ai mutamenti economici e regolatori intervenuti, nonché a finanziare un meccanismo di parziale protezione dei clienti finali dalla maggiore variabilità dei prezzi che caratterizza i mercati a breve termine.

Il nuovo sistema di calcolo della materia prima e la progressiva contrazione della domanda internazionale di gas hanno determinato una sistematica tendenza alla riduzione del prezzo del consumatore tipo, intervallata solo momentaneamente dai rialzi che si verificano all'approssimarsi del periodo invernale, per gli effetti della stagionalità dei consumi sui mercati *spot*. Tale andamento si è protratto sino al primo trimestre 2016 e ha originato, a partire dall'attuazione della prima fase della riforma (aprile 2013)⁴⁴, una diminuzione di 23,4 c€/m³ (oltre il 25%) nel prezzo complessivo. Dalla metà del 2016 è iniziata una nuova fase, caratterizzata da lievi rialzi, da cui si discosta il primo trimestre di quest'anno per gli effetti della stagionalità, venuti meno nel trimestre successivo. Questa nuova tendenza al rialzo è in linea con gli andamenti più recenti dei mercati energetici internazionali. All'1 aprile 2016 il prezzo per la famiglia italiana che consuma 1.400 m³ e possiede un impianto di riscaldamento individuale (Fig. 3.23)

FIG. 3.23

Composizione percentuale all'1 aprile 2017 del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo
Variazioni percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³



Fonte: AEGSI.

⁴⁴ Completamento avvenuto con l'elevazione al 20% della quota della materia prima aggiornata in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* olandese (TTF) (delibera 125/2013/R/gas).

risulta composto per il 61% da componenti a copertura dei costi e per il restante 39% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (accisa, addizionale regionale e IVA). La spesa per la materia prima (comprensiva dei costi di vendita) incide sul prezzo complessivo del gas per il 41%, i costi per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione e misura per il 17%, mentre gli oneri di sistema⁴⁵ (perequazione della vendita al dettaglio, morosità per i servizi di ultima istanza e interventi per il risparmio energetico e lo

sviluppo di fonti rinnovabili) rappresentano il 3%.

La tavola 3.54 mostra, infine, il dettaglio delle imposte che gravano sul gas naturale. I valori dell'accisa ordinaria, riportati nella tavola per le varie fasce di consumo annuo, sono quelli in vigore ad aprile 2017. Si tratta delle aliquote stabilite ai sensi del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 26, che nel recepire la direttiva europea 2003/96/CE ha completamente riformato la tassazione dei prodotti energetici in Italia.

TAV. 3.54

Imposte sul gas

Aprile 2017; c€/m³ per le accise e aliquote percentuali per l'IVA

IMPOSTE Fascia di consumo annuo	USI CIVILI				USI INDUSTRIALI	
	< 120 m ³	120-480 m ³	480-1.560 m ³	> 1.560 m ³	< 1,2 M(m ³)	> 1,2 M(m ³)
ACCISA						
Normale	4,40	17,50	17,00	18,60	1,2498	0,7499
Territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	3,80	13,50	12,00	15,00	1,2498	0,7499
ADDIZIONALE REGIONALE^(B)						
Piemonte	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
Veneto	0,77470	2,32410	2,58230	3,09870	0,62490	0,51650
Liguria						
- zone climatiche C e D	2,20000	2,58000	2,58000	2,58000	0,62490	0,52000
- zona climatica E	1,55000	1,55000	1,55000	1,55000	0,62490	0,52000
- zona climatica F	1,03000	1,03000	1,03000	1,03000	0,62490	0,52000
Emilia Romagna	2,20000	3,09874	3,09874	3,09874	0,62490	0,51646
Toscana	2,20000	3,09870	3,09870	3,09870	0,60000	0,52000
Umbria	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650	0,51650
Marche	1,55000	1,81000	2,07000	2,58000	0,62490	0,52000
Lazio						
- territori ex Cassa del Mezzogiorno ^(A)	1,90000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
- altre zone	2,20000	3,09900	3,09900	3,09900	0,62490	0,51600
Abruzzo						
- zone climatiche E e F	1,03300	1,03300	1,03300	1,03300	0,62490	0,51600
- altre zone	1,90000	2,32410	2,58230	2,58230	0,62490	0,51600
Molise	1,90000	3,09870	3,09870	3,09870	0,62000	0,52000
Campania	1,90000	3,10000	3,10000	3,10000	0,62490	0,52000
Puglia	1,90000	3,09800	3,09800	3,09800	0,62490	0,51646
Basilicata	1,90000	2,58228	2,58228	2,58228	0,62490	0,62490
Calabria	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646	0,51646
ALIQUOTA IVA (%)	10	10	22	22	10 ^(C)	10 ^(C)

(A) Si tratta dei territori indicati dal decreto del Presidente della Repubblica 6 marzo 1978, n. 218.

(B) L'addizionale regionale si applica sui consumi nelle regioni a statuto ordinario; non si applica nelle regioni a statuto speciale. La Regione Lombardia ha disapplicato l'addizionale dal 2002 (legge regionale 18 dicembre 2001, n. 27). L'addizionale regionale e l'imposta sostitutiva non si applicano, inoltre, ai consumi per: autotrazione; produzione e autoproduzione di energia elettrica; forze armate per gli usi consentiti; ambasciate, consolati e altre sedi diplomatiche; organizzazioni internazionali riconosciute e ai membri di tali organizzazioni, nei limiti e alle condizioni fissate dalle relative convenzioni o dagli accordi; impieghi considerati fuori campo di applicazione delle accise.

(C) Aliquota per le imprese estrattive, agricole e manifatturiere; per le altre imprese l'aliquota è quella ordinaria.

Fonte: Elaborazione AEEGSI.

⁴⁵ La classificazione sopra riportata riflette l'aggregazione delle voci prevista per le fatture ai clienti finali, a partire dall'1 gennaio 2016, dalla delibera 30 aprile 2015, 200/2015/R/com (Bolletta 2.0).

Prezzo del GPL per il consumatore domestico tipo

Come stabilisce il Titolo III del TIVG, gli esercenti la vendita di gas devono applicare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ai clienti finali con fornitura di GPL o di gas manifatturati.

Le condizioni economiche di fornitura di GPL si articolano in tre componenti unitarie: quella relativa all'approvvigionamento, quella relativa al servizio di distribuzione e misura e quella relativa alla vendita al dettaglio.

La componente relativa all'approvvigionamento comprende il costo della materia prima, il costo del trasporto e l'imposta di fabbricazione. A partire da ottobre 2011⁴⁶ l'elemento relativo alla materia prima viene calcolato mensilmente, anziché trimestralmente, al fine di rendere i prezzi applicati ai clienti finali più allineati temporalmente con i costi sostenuti dagli esercenti. L'Autorità aggiorna all'inizio di ogni mese tale componente sulla base dell'andamento delle quotazioni internazionali del propano, relative al mese precedente.

Anche le modalità di calcolo dell'elemento a copertura dei costi di trasporto sono state rinnovate nel 2011. Infatti, l'Autorità ha disposto⁴⁷ che il valore di tale elemento sia legato:

- al valore in vigore nell'anno precedente l'aggiornamento;
- al tasso di variazione medio annuo, riferito ai 12 mesi precedenti l'aggiornamento, composto dalla somma del 50% del tasso di variazione dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati e del 50% del tasso di variazione del prezzo del gasolio per mezzi di trasporto, entrambi rilevati dall'Istat;
- al tasso di variazione collegato a modifiche dei costi riconosciuti

derivanti da eventi imprevedibili ed eccezionali, da mutamenti del quadro normativo e dalla variazione degli obblighi relativi al servizio universale.

Nella componente approvvigionamento rientra anche l'imposta di fabbricazione, che viene applicata alla materia prima come fatturata all'uscita dalla raffineria o dal deposito. L'imposta è stata fissata, dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 15 gennaio 1999, in misura pari a 189,94458 € per 1.000 kg, su tutto il territorio nazionale. La componente a copertura dei costi di distribuzione e misura viene determinata secondo la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RTDG)⁴⁸. Ai sensi della RTDG, sono oggetto di regolazione le reti canalizzate gestite in concessione e che servono almeno 300 punti di riconsegna. Sulla base dei costi del servizio determinati dall'Autorità, ciascuna impresa distributrice predispone delle opzioni tariffarie, differenziate per ambito tariffario. Quest'ultimo è costituito dall'insieme delle località appartenenti alla medesima regione e servite dalla stessa impresa distributrice.

La componente relativa alla vendita al dettaglio è stata modificata nel 2015⁴⁹, introducendo una nuova articolazione basata interamente su una quota fissa, che per il periodo compreso tra l'1 aprile 2016 il 31 dicembre 2017 è pari a 36 € per punto di riconsegna per anno. L'andamento del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura per un cliente tipo alimentato a GPL è illustrato nella figura 3.24.

La volatilità dei costi internazionali del propano si riflette nella variabilità della componente materia prima, la quale in meno di un anno è passata dal minimo di 45 c€/m³ ad aprile 2016 al massimo di 86 c€/m³ a marzo 2017.

⁴⁶ Delibera 21 settembre 2011, ARG/gas 124/11.

⁴⁷ Delibera 22 dicembre 2011, ARG/gas 193/11.

⁴⁸ Approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas.

⁴⁹ Delibera 28 dicembre 2015, 662/2015/R/gas.

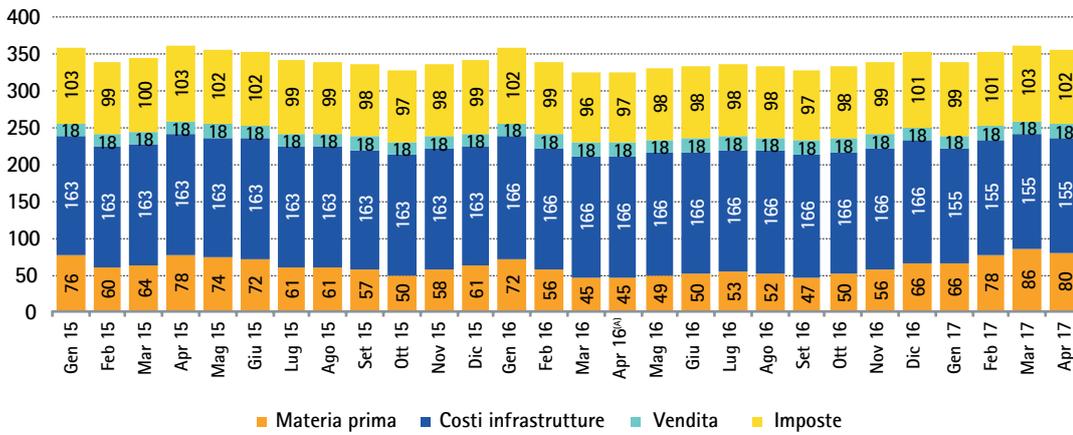


FIG. 3.24

Prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo c€/m³; famiglia con consumo annuo di 200 m³

(A) Da aprile 2016, a seguito della diminuzione dei consumi medi, l'utente tipo è caratterizzato da un consumo di 200 m³/anno. Fonte: AEEGSI.

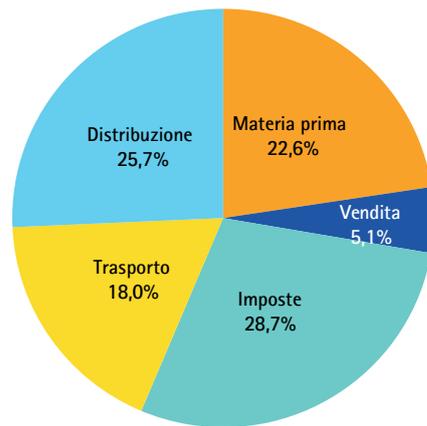


FIG. 3.25

Composizione percentuale all'1 aprile 2017 del prezzo del GPL per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con consumo annuo di 200 m³

Fonte: AEEGSI.

La figura 3.25 mostra la composizione del prezzo medio pagato dal cliente tipo per la fornitura di GPL all'1 aprile 2017. A tale data, il prezzo per una famiglia italiana che consuma 200 m³ di GPL è pari a 356 c€/m³ e risulta costituito per il 71,3% da componenti a copertura dei costi e per il restante 28,7% dalle

imposte. Il costo della materia prima incide sul valore complessivo del GPL per il 22,6%, i costi di commercializzazione al dettaglio pesano per il 5,1%, la distribuzione locale incide per il 25,7%, mentre i costi di trasporto a monte dell'impianto di distribuzione pesano per il 18%.

Qualità del servizio

Sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale nel periodo di regolazione 2014-2017 è disciplinata dalla delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas. Le tavole riportate in queste pagine illustrano

l'andamento relativo alle attività regolamentate da tale delibera con riferimento all'anno solare 2016. Nello specifico, nelle tavole dalla 3.55 alla 3.60 sono illustrati gli aspetti che riguardano la sicurezza del servizio di trasporto.

TAV. 3.55

Attività di sorveglianza e ispezione sulla rete di trasporto nel 2016
km

	RETE	DI CUI RETE NON PROTETTA CATODICAMENTE ^(A)
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza con automezzo	14.807,5	170,4
Lunghezza della rete sottoposta a sorveglianza pedonale	1.897,3	18,0
Lunghezza della rete sottoposta a vigilanza aerea	16.218,0	-
Lunghezza della rete ispezionata con "pig" ^(B)	1.730,0	-
TOTALE DELLA RETE ISPEZIONATA	34.652,8	18 8,4

(A) Rete che al 31 dicembre 2015 risultava essere non protetta catodicamente o con protezione catodica inefficace.

(B) Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno. Nel 2016 la percentuale di rete ispezionata con tale dispositivo è stata del 5%.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.56

Protezione catodica delle reti nel 2016

	km
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica efficace	34.584,3
Estensione della rete in acciaio con protezione catodica non efficace	10,1
Estensione della rete in acciaio non protetta catodicamente	27,0
ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO	34.621,4
Percentuale della rete in acciaio con protezione catodica efficace	99,9%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.57

Protezione catodica: sistemi e punti di misura nel 2016

SISTEMI E PUNTI DI MISURA	NUMERO
Sistemi telesorvegliati	3.359
Sistemi non telesorvegliati	64
Percentuale di sistemi telesorvegliati	98,1%
Punti di misura telesorvegliati	15.454
Punti di misura non telesorvegliati	23.234
Percentuale di punti di misura telesorvegliati	39,9%

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

CLIENTI E IMPIANTI	NUMERO
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto al 31/12/2016	5.564
Clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto cui odorizzare il gas riconsegnato	2.208
Impianti di odorizzazione a dosaggio diretto	86
Impianti di odorizzazione non a dosaggio diretto	25

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.58

Impianti di odorizzazione nel 2016

CAUSE	NUMERO DI FUORI SERVIZIO
Per eventi naturali	5
Per causa di terzi	3
Per causa dell'impresa di trasporto	7
Mancata copertura fabbisogno gas e/o pressione ai punti di immissione della rete	0
TOTALE	15

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.59

Emergenze di servizio nel 2016

ADESIONI	NUMERO DI FUORI SERVIZIO
Adesioni degli utenti	162
Adesioni delle imprese distributrici	168
TOTALE ADESIONI	330

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.60

Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2016, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto in caso di emergenza di servizio

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, nelle tavole da 3.61 a 3.64 sono riportati i dati relativi alle interruzioni di servizio, al servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio, organizzato e attivato

dall'impresa di trasporto tanto a seguito quanto non a seguito di emergenze di servizio, al monitoraggio della pressione ai punti di riconsegna e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna.

TIPOLOGIA	INTERRUZIONI	UTENTI COINVOLTI	CITY GATE COINVOLTI	DURATA MEDIA	INTERVENTI CON CARRO BOMBOLAIO ORGANIZZATI E ATTIVATI DALL'IMPRESA DI TRASPORTO
Interruzioni con preavviso	773	11.242	380	12,1	270
Interruzioni senza preavviso dovute a emergenze di servizio	21	245	16	14,7	9
Interruzioni senza preavviso non dovute a emergenze di servizio	1	1	0	1,0	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.61

Interruzioni di servizio con e senza preavviso nel 2016

Durata media in ore

TAV. 3.62

Servizio di trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio nel 2016, organizzato e attivato dall'impresa di trasporto nei casi diversi dalle emergenze di servizio

ADESIONI	NUMERO
Adesioni degli utenti	161
Adesioni delle imprese distributrici	167
TOTALE ADESIONI	328

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.63

Monitoraggio della pressione al punto di riconsegna nel 2016

Numero di punti di riconsegna (PDR) con capacità conferita indicata in m³/giorno

TIPOLOGIA	RILEVAZIONE IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA		RILEVAZIONE NON IN CONTINUO DELLA PRESSIONE MINIMA SU BASE ORARIA	
	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥ 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA < 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA ≥ 100.000	PDR CON CAPACITÀ CONFERITA < 100.000
PDR attivi al 31/12/2016 relativi a clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	153	231	36	3.770
PDR attivi al 31/12/2016 relativi a <i>City Gate</i>	539	341	223	3.242

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

TAV. 3.64

Casi di mancato rispetto nel 2016 dell'obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale al punto di riconsegna

	NUMERO
IN BASE ALLA CAUSA	
Causa di forza maggiore	0
Causa di terzi	0
Causa dell'impresa di trasporto	42
PER TIPO DI PUNTO DI RICONSEGNA	
Clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto	7
<i>City Gate</i>	35
TOTALE	42

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

La qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale disciplina le prestazioni richieste alle imprese di trasporto dagli utenti del servizio (o dai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto) attraverso standard specifici di qualità. Nella tavola 3.65 sono riportati i principali dati, riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per gli utenti del servizio di trasporto.

Qualità del gas

Con la delibera 6 settembre 2005, n. 185, e sue successive

modifiche e integrazioni, l'Autorità ha introdotto le disposizioni cui ogni impresa di trasporto deve attenersi al fine di garantire un monitoraggio più puntuale della misura del potere calorifico superiore (PCS) e delle caratteristiche chimico-fisiche del gas naturale fornito ai clienti finali. La delibera attribuisce all'impresa di trasporto la responsabilità della misura e del controllo dei parametri di qualità del gas, in modo che la misura sia affidabile e tempestiva, e stabilisce che gli apparati di misura siano resi accessibili per eventuali controlli da parte dell'Autorità; ciò vale anche per i proprietari dei sistemi di misura, nel caso essi siano diversi da un'impresa di trasporto. Nei punti di ingresso delle reti di trasporto, il provvedimento prescrive

TAV. 3.65

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	INDENNIZZI AUTOMATICI
Tempo di comunicazione agli utenti di documentazione irricevibile per il trasferimento di capacità	1 giorno lavorativo	139.020	0,7	0
Tempo di risposta motivata a richieste di revisione della contabilità del gas trasportato	2 giorni lavorativi	118	0,3	0
Tempo di invio del preventivo per la realizzazione di nuovi punti o per il potenziamento di punti esistenti	40 giorni lavorativi	118	31,9	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative all'attività di discatura dei punti di riconsegna	3 giorni lavorativi	329	0,9	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al verbale di misura	15 giorni lavorativi	53	7,5	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte di riprogrammazione degli interventi manutentivi	5 giorni lavorativi	49	3,4	0
Tempo di risposta motivata a richieste scritte relative al servizio di trasporto	20 giorni lavorativi	542	5,2	0
TOTALE	-	140.229	-	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese di trasporto all'AEEGSI.

Prestazioni soggette a indennizzo automatico nel 2016

Numero di richieste e di indennizzi; tempo in giorni

la misura e il controllo del PCS e di altri parametri di qualità del gas, mentre all'interno delle reti di trasporto la delibera impone la misura del potere calorifico del gas tramite gascromatografi.

Sulla base dei dati forniti dai trasportatori di gas naturale, si rileva che nell'anno termico 2015-2016 risultano installati 302

gascromatografi, a fronte dei 344 dell'anno termico precedente, di cui 253 nei punti di misura dell'area omogenea di prelievo, 22 nei punti di interconnessione della rete di trasporto, 18 da giacimenti di gas naturale, due da impianti GNL, uno da impianti di stoccaggio e sei nei punti di ingresso della Rete nazionale di trasporto.

Sicurezza e continuità del servizio di distribuzione del gas

La Parte I del *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RQDG)⁵⁰ disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi e l'odorizzazione del gas. La regolazione di tali materie ha l'obiettivo di minimizzare il rischio di esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito e, dunque,

ha come fine ultimo la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da incidenti provocati dal gas distribuito.

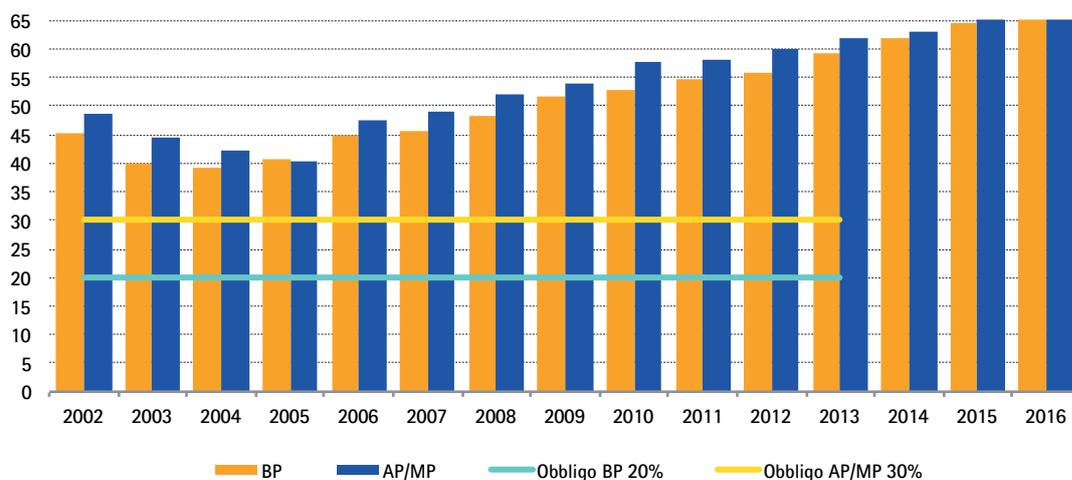
I grafici e le tavole riportati di seguito illustrano l'andamento della sicurezza del settore del gas, alcuni a partire dal 2002 laddove possibile, altri con stretto riferimento all'attività svolta nell'anno oggetto della presente *Relazione Annuale*.

La figura 3.26 mostra la quantità di rete ispezionata per il periodo 2002-2016. In particolare fino al 2013 la regolazione prevedeva un obbligo minimo annuo, dal 2014 ha introdotto un obbligo di

⁵⁰ Approvata con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas, sulla *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019*.

FIG. 3.26

Percentuale di rete ispezionata dal 2002



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

ispezione pari al 100% della rete nel triennio (rete in alta/media pressione, AP/MP) o nel quadriennio (rete in bassa pressione, BP) mobile. Per il 2016 è confermato il trend annuale crescente registrato ormai da diversi anni. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

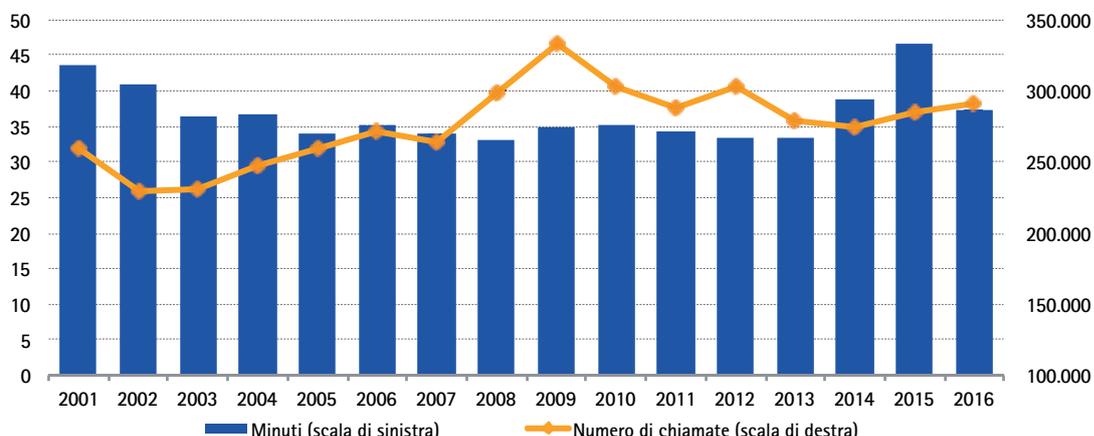
Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 3.27 mostra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica) nel 2016 pari a un valore medio nazionale inferiore a 38 minuti, migliore di circa nove minuti rispetto al tempo medio nazionale registrato nel 2015. L'obbligo prevede una percentuale minima annua di chiamate con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti,

pari al 90%. L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende e attuato con l'ausilio della Guardia di Finanza, induce le aziende a registrare i dati in modo preciso. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare alla regolazione premi-penalità relativa ai recuperi di sicurezza è via via aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi. L'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini. La tempestività degli interventi può evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

FIG. 3.27

Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2016

Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Le tavole 3.66 e 3.67 riepilogano il numero di dispersioni rilevate dagli esercenti negli anni 2015 e 2016, suddivise per localizzazione, ovvero a seconda dell'ubicazione nell'impianto di distribuzione, con la ripartizione delle stesse in base all'attività della localizzazione (a seguito di ispezioni programmate e di segnalazioni da parte di terzi). Ogni tipologia di dispersione è fornita disaggregata per classe di pericolosità (A₁, A₂, B e C). La classe A₁, per esempio, è la dispersione di massima pericolosità che richiede una riparazione immediata, e comunque entro le 24 ore successive all'ora della sua localizzazione.

Esaminando i dati contenuti nelle tavole, risulta che dal 2015 al 2016:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 9.748 a 9.538; diminuiscono anche le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata (passano da 5.111 nel 2015 a 4.320 nel 2016), mentre le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura aumentano (passano da 4.637 nel 2015 a 5.218 nel 2016);
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi anche nel 2016 diminuiscono (passano da 115.952 a 114.982); in particolare le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma le più pericolose, sono diminuite lievemente passando dalle 10.523 dispersioni del 2015 alle 10.223 del 2016;

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	799	1.038	1.002	1.067	3.906
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	155	187	482	381	1.205
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	913	101	619	1.601	3.234
Su gruppo di misura	772	7	22	602	1.403
TOTALE ANNO 2015	2.639	1.333	2.125	3.651	9.748
Su rete	549	979	838	912	3.278
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	161	167	358	356	1.042
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	1.125	58	531	1.597	3.311
Su gruppo di misura	983	7	35	882	1.907
TOTALE ANNO 2016	2.818	1.211	1.762	3.747	9.538

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.66

Numero di dispersioni localizzate a seguito di ispezioni programmate

LOCALIZZAZIONE	A1	A2	B	C	TOTALE
Su rete	1.725	466	444	862	3.497
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.406	939	875	1.806	7.026
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	21.466	5.254	4.639	32.943	64.302
Su gruppo di misura	13.028	2.433	2.086	23.580	41.127
TOTALE ANNO 2015	39.625	9.092	8.044	59.191	115.952
Su rete	1.521	414	417	797	3.149
Su impianto di derivazione di utenza su parte interrata	3.582	934	838	1.720	7.074
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	22.582	4.631	4.693	33.933	65.839
Su gruppo di misura	12.326	2.677	2.023	21.894	38.920
TOTALE ANNO 2016	40.011	8.656	7.971	58.344	114.982

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.67

Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi

una diminuzione si registra anche per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passate da 105.429 nel 2015 a 104.759 nel 2016);

- disaggregando queste ultime, le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi relative a impianti di derivazione di utenza su parte aerea sono aumentate (da 64.302 nel 2015 a 65.939 nel 2016), mentre quelle relative ai gruppi di misura sono diminuite (da 41.127 nel 2015 a 38.920 nel 2016).

La figura 3.28 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi/

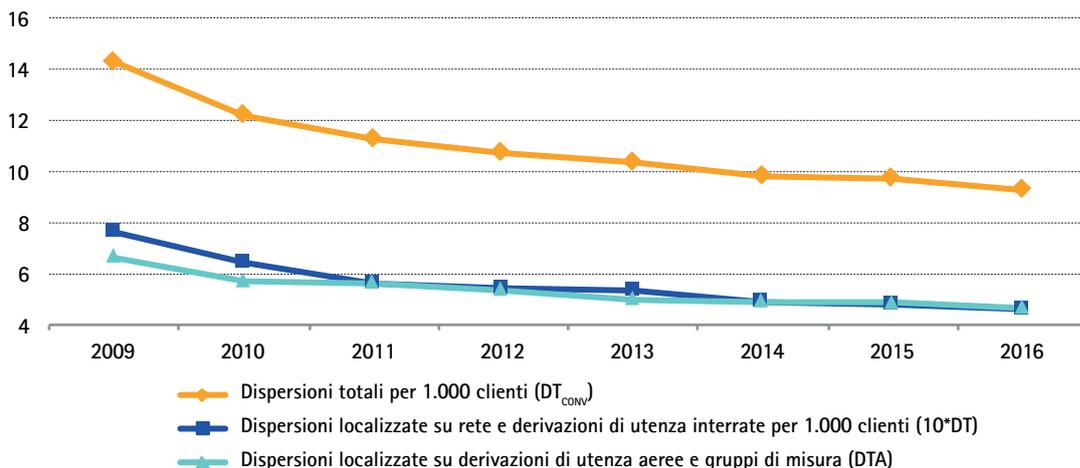
penalità: si evidenzia un significativo trend decrescente, pressoché costante per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT) e per quelle su rete aerea (DTA); nel 2016 entrambi i parametri, 10*DT e DTA, si sono attestati a poco meno di cinque dispersioni per migliaio di clienti finali, registrando una diminuzione rispetto al 2015.

La figura 3.29 illustra il numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione per migliaio di clienti, in costante crescita.

L'aumento è da ricondurre sia alle campagne sui controlli qualità del gas svolte già a partire dal 2004, sia al meccanismo incentivante l'aumento del numero di odorizzazioni rispetto a quello minimo fissato dalla stessa RQDG. Quest'ultimo riconosce incentivi alle

FIG. 3.28

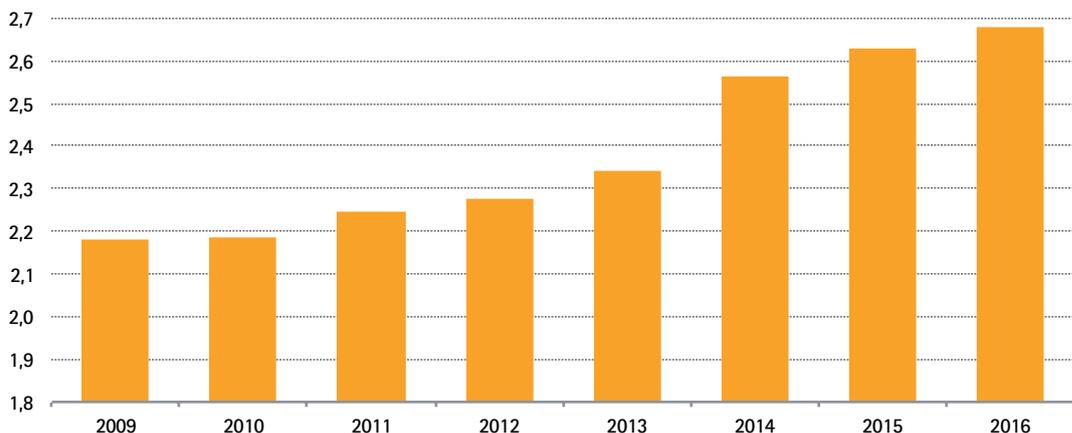
Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi ogni 1.000 clienti
Impianti soggetti a regolazione incentivante; 2009-2016



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

FIG. 3.29

Numero convenzionale di misure del grado di odorizzazione ogni 1.000 clienti
Impianti soggetti a regolazione incentivante



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

imprese che effettuano un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dall'Autorità.

La figura 3.30 riporta la percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace, suddivisa per alta/media e bassa pressione.

Passando alle performance per l'anno 2016 delle grandi imprese di distribuzione, le tavole dalla 3.68 alla 3.71 descrivono in sintesi quanto accaduto sui temi del pronto intervento, delle ispezioni della rete effettuate, delle dispersioni registrate e dell'attività di protezione catodica.

La tavola 3.68 fornisce il riepilogo generale delle prestazioni di pronto intervento. Il numero di chiamate sull'impianto è nettamente maggiore di quello registrato a valle del punto di consegna. Si registra, infatti, un numero di chiamate ogni mille clienti finali, rispettivamente, pari a 13,77 per le chiamate

sull'impianto di distribuzione e a 1,52 per le chiamate a valle del punto di consegna.

La tavola 3.69 contiene il riepilogo generale delle attività di ispezione della rete per l'anno 2016, relative ai grandi distributori. L'attività rappresenta l'ispezione effettuata dall'esercente su tutti gli impianti di distribuzione che distribuiscono gas naturale nel periodo di riferimento. Per la rete in alta/media pressione ci si riferisce a tre anni mobili: l'anno di riferimento e i due precedenti. Per la rete in bassa pressione ci si riferisce a quattro anni mobili: l'anno di riferimento e i precedenti tre. I valori aggregati per impresa sono tutti maggiori del minimo previsto, pari, indifferenziatamente, al 100%.

La tavola 3.70 illustra il riepilogo generale delle attività di localizzazione delle dispersioni per l'anno 2016.

La tavola 3.71 illustra, infine, il riepilogo generale delle attività di protezione catodica per l'anno 2016, con riferimento alla rete in alta/media pressione.

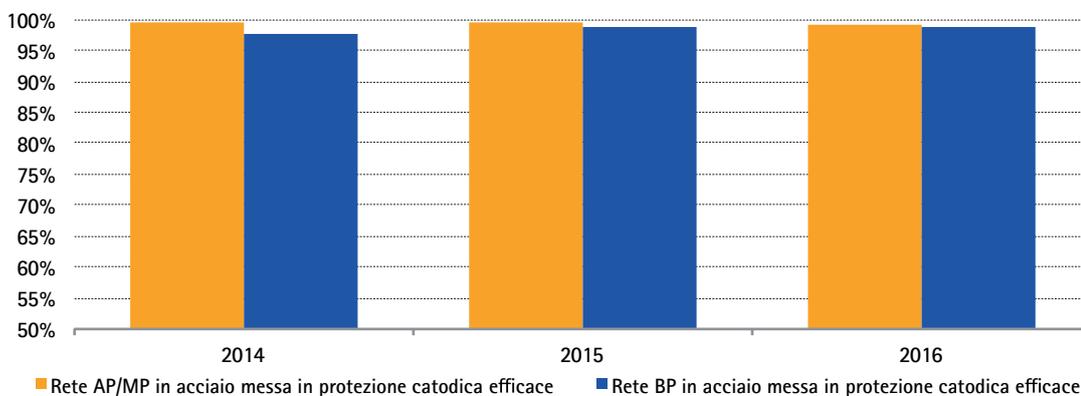


FIG. 3.30

Percentuale di rete in acciaio messa in protezione catodica efficace

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.68

Numero di chiamate al pronto intervento dei grandi esercenti nel 2016

ESERCENTE	CLIENTI FINALI	IMPIANTO DI DISTRIBUZIONE		IMPIANTO DI UTENZA		TOTALE CASI
		CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	CASI	CASI OGNI 1.000 CLIENTI FINALI	
Italgas Reti	5.683.992	70.428	12,39	7.609	1,34	78.037
2I Rete Gas	3.849.449	56.951	14,79	4.338	1,13	61.289
Unareti	1.216.194	16.944	13,93	3.262	2,68	20.206
Inrete Distribuzione Energia	1.114.771	16.615	14,90	1.757	1,58	18.372
Toscana Energia	787.034	13.278	16,87	1.297	1,65	14.575
Napoletana Gas	739.488	10.677	14,44	835	1,13	11.512
Ireti	715.906	9.683	13,53	993	1,39	10.676
AcegasApsAmga	478.499	3.915	8,18	1.208	2,52	5.123
Nedgia	458.467	6.059	13,22	698	1,52	6.757
Centria	370.665	5.251	14,17	658	1,78	5.909
Ap Reti Gas	337.390	4.204	12,46	489	1,45	4.693
Ld Reti	265.372	3.909	14,73	798	3,01	4.707
Erogasmet	236.313	3.685	15,59	296	1,25	3.981
Retipiù	207.423	4.591	22,13	541	2,61	5.132
Adrigas	173.730	2.199	12,66	273	1,57	2.472
Megareti	156.159	2.195	14,06	418	2,68	2.613
Novareti	155.056	870	5,61	364	2,35	1.234
Amg Energia	152.216	3.766	24,74	73	0,48	3.839
Infrastrutture Distribuzione Gas	150.959	2.414	15,99	239	1,58	2.653
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.354	1.884	12,61	129	0,86	2.013
Edma Reti Gas	146.503	2.914	19,89	166	1,13	3.080
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	141.276	1.309	9,27	174	1,23	1.483
Azienda Municipale Del Gas	122.507	1.854	15,13	482	3,93	2.336
As Retigas	120.061	1.273	10,60	93	0,77	1.366
Acam Gas	112.014	1.473	13,15	257	2,29	1.730
TOTALE	18.040.798	248.341	13,77	27.447	1,52	275.788

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

TAV. 3.69

Rete ispezionata dai grandi esercenti nel quadriennio 2013-2016 (rete BP) e nel triennio 2014-2016 (AP/MP)
km

ESERCENTE	RETE IN BASSA PRESSIONE			RETE IN ALTA PRESSIONE		
	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA ^(A)	% RETE ISPEZIONATA	ESTENSIONE MEDIA DELLA RETE	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA ^(B)	% RETE ISPEZIONATA
Italgas Reti	27.284	51.126	187,4	21.027	31.059	147,7
2I Rete Gas	33.363	85.254	255,5	23.939	55.473	231,7
Unareti	5.714	15.612	273,2	1.867	4.547	243,5
Inrete Distribuzione Energia	5.256	11.941	227,2	8.623	11.779	136,6
Toscana Energia	4.531	9.638	212,7	3.101	4.746	153,1
Napoletana Gas	3.391	7.531	222,1	1.685	2.594	154,0
Ireti	4.190	12.865	307,0	3.398	9.062	266,7
AcegasApsAmga	4.055	12.446	306,9	1.394	3.370	241,8
Nedgia	3.702	5.022	135,6	3.281	3.439	104,8
Centria	3.119	12.063	386,7	2.212	6.611	298,8
Ap Reti Gas	4.353	15.731	361,4	2.312	5.933	256,6
Ld Reti	2.221	7.365	331,6	1.020	2.632	258,1
Erogasmet	1.658	6.694	403,8	1.303	3.845	295,1
Retipiù	1.427	5.604	392,7	346	1.020	295,0
Adrigas	1.276	2.700	211,7	1.439	2.475	171,9
Megareti	1.105	3.588	324,8	478	1.209	253,1
Novareti	1.534	1.561	101,8	783	790	100,9
Amg Energia	583	2.331	400,0	328	983	300,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.458	5.335	365,9	1.190	3.148	264,5
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	1.756	6.854	390,3	736	2.085	283,3
Edma Reti Gas	710	2.206	310,7	960	2.521	262,7
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.213	4.182	344,9	363	941	259,3
Azienda Municipale Del Gas	464	1.610	346,9	128	385	300,4
As Retigas	1.006	1.703	169,3	1.147	1.261	109,9
Acam Gas	1.031	2.290	222,1	312	596	191,0
TOTALE	116.401	293.253	251,9	83.370	162.503	194,9

(A) Lunghezza della rete ispezionata nel quadriennio 2013-2016.

(B) Lunghezza della rete ispezionata nel triennio 2014-2016.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

TAV. 3.70

Individuazione di dispersioni
nelle reti dei grandi esercenti
nel 2016

Lunghezza reti in km

ESERCENTE	LUNGHEZZA DELLA RETE AL 31/12/2013	LUNGHEZZA DELLA RETE ISPEZIONATA	DA RETE ISPEZIONATA	NUMERO PER KM DI RETE ISPEZIONATA	DISPERSIONI SEGNALATE DA TERZI	PER KM SU SEGNALAZIONI DI TERZI
Italgas Reti	50.453	26.415	1.029	0,04	26.771	0,53
2I Rete Gas	57.952	39.621	428	0,01	20.884	0,36
Unareti	7.644	5.541	1.839	0,33	9.481	1,24
Inrete Distribuzione Energia	13.939	6.751	1.552	0,23	8.394	0,60
Toscana Energia	7.778	4.792	178	0,04	4.519	0,58
Napoletana Gas	5.223	3.034	34	0,01	4.340	0,83
Ireti	7.635	6.467	1.583	0,25	5.197	0,68
AcegasApsAmga	5.500	5.478	235	0,04	1.819	0,33
Nedgia	7.141	2.641	13	0,01	2.833	0,40
Centria	5.030	5.001	136	0,03	1.464	0,29
Ap Reti Gas	6.822	6.255	26	0,00	2.255	0,33
Ld Reti	3.292	2.944	116	0,04	1.385	0,42
Erogasmet	3.059	3.035	338	0,11	1.329	0,43
Retipiù	1.781	1.777	-	-	2.178	1,22
Adrigas	2.727	1.947	21	0,01	776	0,29
Megareti	1.594	1.505	54	0,04	782	0,49
Novareti	2.357	2.347	21	0,01	239	0,10
Amg Energia	922	917	-	-	1.778	1,93
Infrastrutture Distribuzione Gas	2.662	2.376	60	0,03	-	-
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	2.578	2.387	1	-	874	0,34
Edma Reti Gas	3.106	1.679	10	0,01	925	0,30
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	1.289	1.287	13	0,01	422	0,33
Azienda Municipale Del Gas	607	601	26	0,04	359	0,59
As Retigas	2.171	808	8	0,01	655	0,30
Acam Gas	1.179	1.172	55	0,05	410	0,35
TOTALE	204.440	136.776	7.776	0,06	100.069	0,49

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

TAV. 3.71

Protezione catodica delle reti
dei grandi esercenti nel 2016

Rete in alta/media pressione; km

ESERCENTE	RETE IN ACCIAIO	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODI- CA EFFICACE	ESTENSIONE DELLA RETE IN ACCIAIO NON PROTETTA	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
Italgas Reti	14.953	14.658	295	99,0
2I Rete Gas	19.745	19.745	-	100,0
Unareti	1.618	1.618	-	100,0
Inrete Distribuzione Energia	7.830	7.830	-	100,0
Toscana Energia	2.482	2.482	-	100,0
Napoletana Gas	1.253	1.241	12	100,0
Ireti	2.980	2.980	-	100,0
AcegasApsAmga	1.050	1.050	-	100,0
Nedgia	2.116	2.104	12	100,0
Centria	1.864	1.856	7	100,0
Ap Reti Gas	2.242	2.242	-	100,0
Ld Reti	943	943	-	100,0
Erogasmet	1.290	1.290	-	100
Retipiù	342	319	22	94,0
Adrigas	1.409	1.409	-	100,0
Megareti	459	459	-	100,0
Novareti	705	705	-	100,0
Amg Energia	316	316	-	100,0
Infrastrutture Distribuzione Gas	1.034	1.034	-	100,0
G.E.I. Gestione Energetica Impianti	716	716	-	100,0
Edma Reti Gas	2.207	2.207	-	100,0
Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	284	284	-	100,0
Azienda Municipale Del Gas	126	126	-	100,0
As Retigas	1.110	1.110	-	100,0
Acam Gas	309	309	-	100,0
TOTALE	69.379	69.031	348	100,0

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas naturale

Servizio di distribuzione del gas naturale

La regolazione della qualità commerciale prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui la prestazione debba essere erogata, così come l'eventuale indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo massimo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili a responsabilità dell'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. A differenza del passato, i livelli specifici di qualità commerciale sono identici per tutte le tipologie di utenza (differenziabili per classe del gruppo di misura). Viceversa, gli indennizzi automatici, da corrispondere in caso di mancato rispetto del tempo massimo, sono differenziati per tipologia di utenza. L'applicazione del meccanismo automatico degli indennizzi automatici prevede, inoltre, l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è prevista alcuna *escalation*.

La tavola 3.72 contiene l'andamento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso e il numero di rimborsi effettivamente pagati nell'anno. Il 2016 registra un aumento, rispetto al 2015, dei casi di mancato rispetto nonché un aumento degli indennizzi automatici pagati. Nel 2016, a fronte di 33.084 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 36.646 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari ad oltre 1,8 milioni di euro.

Passando ad analizzare in dettaglio le prestazioni soggette a indennizzo automatico (Fig. 3.31) e con riferimento a tutte le classi dei gruppi di misura e all'anno 2016, si osserva che la percentuale di mancato rispetto è aumentata, a eccezione dell'attivazione della fornitura, della disattivazione della fornitura, della verifica del gruppo di misura, della verifica

della pressione di fornitura e degli appuntamenti posticipati. Un significativo aumento della percentuale di fuori standard, sempre rispetto al 2015, si registra per la prestazione preventivazione per lavori semplici. La prestazione più numerosa, in termini di richieste, è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, segue l'attivazione della fornitura.

Con riferimento i clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato (Fig. 3.32) nel 2016 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette ad indennizzo automatico.

Le prestazioni che riguardano la verifica della pressione di fornitura e la preventivazione per lavori complessi si attestano a quasi un terzo del valore del livello dello standard ovvero vengono erogate in quasi un terzo del tempo massimo previsto (3,5 giorni rispetto ai dieci giorni previsti e 10,8 rispetto ai 30 previsti).

La tavola 3.73 riporta i principali dati riguardanti tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6. In particolare mette a confronto gli anni 2015 e 2016. Il numero complessivo di prestazioni è in diminuzione rispetto al 2015 (è sceso di circa 22.000 unità). Le prestazioni che calano in modo significativo in termini di richieste del cliente sono: l'esecuzione di lavori semplici, l'attivazione e la disattivazione della fornitura, la riattivazione in caso di distacco per morosità. Aumentano invece la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, la sostituzione del gruppo di misura, gli appuntamenti posticipati.

Anche nel 2016 la prestazione più numerosa è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (1.672.438). Da sola essa rappresenta il 47% del totale delle prestazioni erogate, segue l'attivazione della fornitura, registrando il 20%.

ESERCENTE	RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE	% RETE IN ACCIAIO CON PROTEZIONE CATODICA EFFICACE
CARTA DEI SERVIZI		
1997	14.265	1.237
1998	12.366	707
1999	11.212	1.640
2000	14.635	3.709
2001	16.424	12.086
REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ COMMERCIALE DELL'AUTORITÀ		
2002	14.651	13.368
2003	11.766	8.535
2004	25.826	19.249
2005	34.330	31.189
2006	31.439	35.146
2007	43.741	43.886
2008	19.954	19.265
2009	15.578	15.783
2010	21.172	19.468
2011	25.463	23.846
2012	18.800	19.409
2013	19.745	18.821
2014	21.358	21.144
2015	31.222	32.583
2016	33.084	36.646

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.72

Numero di casi e di rimborsi pagati per mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali

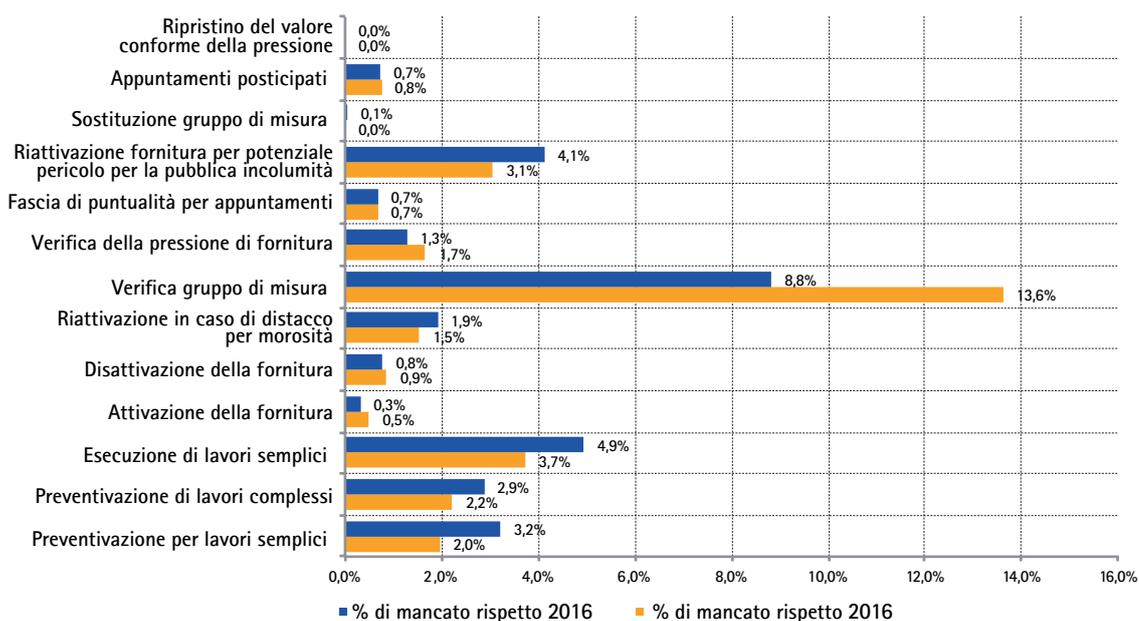


FIG. 3.31

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale

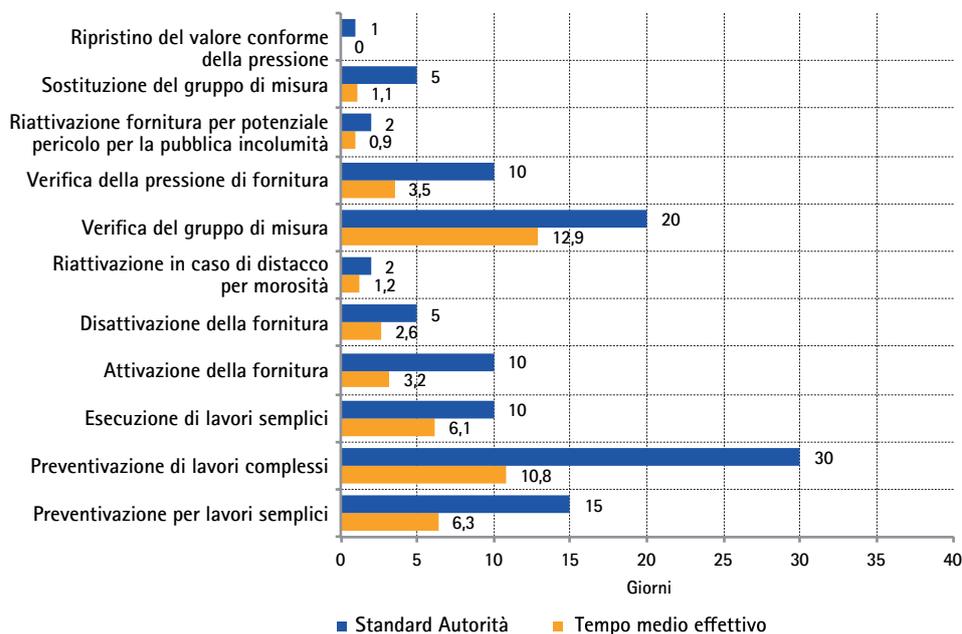
Tutte le classi dei gruppi di misura; 2015-2016

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

FIG. 3.32

Confronto tra il tempo effettivo medio e lo standard definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti con misuratore fino alla classe G6

Anno 2016



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

Il numero di indennizzi corrisposti nel 2016 è in aumento rispetto al 2015 (+4.000 circa). La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è ancora una volta la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (pari a 12.977). Seguono per numerosità gli indennizzi automatici erogati per il mancato rispetto dello standard fissato per la preventivazione di lavori semplici, pari a 15 giorni lavorativi (5.579).

La tavola 3.74 contiene i dati inerenti alla richiesta dei dati tecnici. La regolazione ha previsto dei livelli specifici relativi alla messa a disposizione - da parte dell'impresa distributtrice - di dati tecnici richiesti dai venditori, distinguendo tra quelli acquisibili con la

lettura del gruppo di misura e altri dati tecnici. Rispetto al 2015, si può osservare un lieve miglioramento dei tempi medi effettivi per la prestazione che riguarda la richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura (da 3,73 a 3,70 giorni) e un peggioramento per la prestazione inerente alla richiesta di altri dati tecnici (da 8,02 a 8,68 giorni).

Si osserva, inoltre, che il tempo medio effettivo registrato è nettamente inferiore al livello fissato dall'Autorità: per la richiesta di dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura si registrano 3,70 giorni rispetto ai dieci giorni lavorativi e per la richiesta di altri dati tecnici si osservano 8,68 giorni rispetto ai 15 giorni lavorativi.

TAV. 3.73

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali alimentati in bassa pressione e con gruppo di misura fino alla classe G6

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	ANNO 2015			ANNO 2016		
		NUMERO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO DELLE RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione di lavori semplici	15 giorni lavorativi	156.116	5,76	1.747	155.700	6,35	5.579
Preventivazione di lavori complessi	30 giorni lavorativi	4.622	9,84	45	3.851	10,80	86
Esecuzione di lavori semplici	10 giorni lavorativi	115.938	5,78	3.383	113.011	6,13	5.131
Attivazione della fornitura	10 giorni lavorativi	697.607	3,19	3.667	691.736	3,18	1.921
Disattivazione della fornitura	5 giorni lavorativi	498.248	2,67	4.734	493.815	2,62	3.616
Riattivazione in caso di distacco per morosità	2 giorni feriali	169.219	1,22	2.903	151.579	1,24	3.171
Verifica del gruppo di misura	20 giorni lavorativi	2.912	14,52	397	3.044	12,89	251
Verifica della pressione di fornitura	10 giorni lavorativi	145	2,93	3	112	3,48	1
Fascia di puntualità per appuntamenti	2 ore	1.666.568	-	12.060	1.672.438	-	12.977
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	2 giorni feriali	19.773	0,84	522	20.670	0,92	774
Sostituzione del gruppo di misura	5 giorni lavorativi	3.753	0,45	2	5.206	1,06	1
Appuntamenti posticipati	2 ore	213.651	-	1.798	215.113	-	1.744
Ripristino del valore conforme della pressione	1 giorno solare	89	0,33	0	29	-	0
TOTALE	-	3.548.641	-	31.261	3.526.304	-	35.252

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

TAV. 3.74

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per i venditori

Standard e tempo medio effettivo in giorni lavorativi; ammontare in euro

PRESTAZIONE	STANDARD DELL'AUTORITÀ	NUMERO DI RICHIESTE	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	AMMONTARE DI INDENNIZZI AUTOMATICI	TEMPO MEDIO EFFETTIVO
Richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	30.695	183	6.562	3,73
Richiesta di altri dati tecnici	15 giorni lavorativi	24.727	245	9.395	8,02
TOTALE 2015	-	55.422	428	15.957	-
Richiesta dei dati tecnici acquisibili con la lettura del gruppo di misura	10 giorni lavorativi	81.443	277	13.554	3,70
Richiesta di altri dati tecnici	15 giorni lavorativi	29.755	314	13.780	8,68
TOTALE 2016	-	111.198	591	27.334	-

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici con più di 5.000 clienti finali all'AEEGSI.

Qualità del gas e sicurezza a valle dei punti di riconsegna del gas

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas

Le tavole 3.75, 3.76, 3.78 e 3.79 danno conto degli accertamenti effettuati ai sensi della delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas, nell'anno solare 2016 da parte delle imprese di distribuzione gas⁵¹. In particolare viene riportato il numero di: richieste con accertamento positivo, richieste con accertamento negativo, impianti con fornitura sospesa e impianti di utenza interessati da più di un accertamento. Nella tavola 3.77 sono, invece, riportati i dati relativi alle verifiche effettuate da parte dei Comuni sugli impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati con accertamento positivo effettuato nell'anno solare 2015.

La tavola 3.75 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.76 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati. La tavola 3.77 contiene il numero delle verifiche eseguite dai Comuni con riferimento agli accertamenti con esito positivo effettuati su impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati nel 2015, suddivise per

potenza termica. La tavola 3.78 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza nuovi. La tavola 3.79 contiene gli accertamenti suddivisi per dimensione di impresa distributrice relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

Accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas – Trasporto del gas naturale

Le tavole 3.80 e 3.81 danno conto degli accertamenti effettuati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas nell'anno solare 2016 da parte delle imprese di trasporto del gas naturale. In particolare viene riportato il numero di: richieste con accertamento positivo, richieste con accertamento negativo, impianti con fornitura sospesa e impianti di utenza interessati da più di un accertamento.

La tavola 3.80 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza nuovi.

La tavola 3.81 contiene gli accertamenti suddivisi per potenza termica relativi agli impianti di utenza modificati o trasformati.

TAV. 3.75

Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	147.269	3.039	9	2.961
> 35 kW e ≤ 350 kW	21.650	404	0	456
> 350 kW	689	11	0	12
TOTALE	169.608	3.454	9	3.429

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

⁵¹ I dati si riferiscono a 246 imprese di distribuzione su un totale di 282.

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	24.301	671	4	425
> 35 kW e ≤ 350 kW	3.289	81	0	64
> 350 kW	174	3	0	2
TOTALE	27.764	755	4	491

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.76

Accertamenti effettuati dalle imprese distributrici sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

POTENZA TERMICA DELL'IMPIANTO DI UTENZA	IMPIANTI DI UTENZA NUOVI		IMPIANTI DI UTENZA MODIFICATI O TRASFORMATI	
	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NELL'ANNO SOLARE 2015	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI	ACCERTAMENTI CON ESITO POSITIVO NELL'ANNO SOLARE 2015	SOTTOPOSTI A VERIFICA DA PARTE DEI COMUNI
≤ 35 kW	71.544	23	6.926	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	12.561	1	1.100	1
> 350 kW	282	1	46	0
TOTALE	84.387	25	8.072	1

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEGSI.

TAV. 3.77

Riepilogo degli accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi e modificati o trasformati

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	137.432	2.582	0	2.485
Media	27.050	672	2	816
Piccola	5.126	200	7	128
TOTALE	169.608	3.454	9	3.429

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.78

Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi per dimensione dell'impresa distributtrice

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

DIMENSIONE DELL'IMPRESA DI DISTRIBUZIONE ^(A)	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
Grande	22.171	596	0	405
Media	5.013	123	4	77
Piccola	580	36	0	9
TOTALE	22.764	755	4	491

(A) Impresa di distribuzione grande: ≥ 100.000 clienti; impresa di distribuzione media: 10.000 ≤ clienti < 100.000; impresa di distribuzione piccola: < 10.000 clienti.

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.79

Accertamenti sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati per dimensione dell'impresa distributtrice

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

TAV. 3.80

Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza nuovi

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA NUOVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	3	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	3	0	0	0
> 350 kW	2	0	0	0
TOTALE	8	0	0	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

TAV. 3.81

Accertamenti effettuati dalle imprese di trasporto sulla sicurezza degli impianti di utenza modificati o trasformati

Dati comunicati ai sensi della delibera 40/2014/R/gas; anno solare 2016

TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO DI UTENZA MODIFICATO O TRASFORMATO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO POSITIVO	RICHIESTE CON ACCERTAMENTO NEGATIVO	IMPIANTI CON FORNITURA SOSPESA	IMPIANTI CON PIÙ DI UN ACCERTAMENTO
≤ 35 kW	1	0	0	0
> 35 kW e ≤ 350 kW	0	0	0	0
> 350 kW	1	0	0	0
TOTALE	2	0	0	0

Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

4.

Struttura, prezzi
e qualità nel settore
del teleriscaldamento
e teleraffrescamento

Struttura del mercato e concorrenza

Stato di diffusione del servizio

Con una percentuale del 6% della popolazione servita dal servizio di teleriscaldamento e una diffusione ancora trascurabile del servizio di teleraffrescamento, l'Italia si colloca tra i Paesi europei con una minore diffusione del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (nel seguito, per brevità: telecalore)¹. In relazione al mercato nazionale dei servizi del calore, l'incidenza del servizio di teleriscaldamento è relativamente contenuta; secondo le stime indicate nella Strategia energetica nazionale, solo il 5% della domanda di calore è attualmente soddisfatta attraverso il teleriscaldamento. Ciononostante, il trend di diffusione del servizio risulta positivo, con una progressiva crescita sia della volumetria servita sia dell'estensione delle reti di distribuzione del calore: tra il 2000 e il 2015 la volumetria allacciata è aumentata a un tasso

medio annuo del 7,1%, passando da 117,3 a 329,8 milioni di metri cubi. Inoltre, nello stesso lasso di tempo, l'estensione delle reti è quasi quadruplicata, passando da circa 1.091 km nel 2000 a 4.098 km nel 2015 (Fig. 4.1).

L'incremento nella volumetria allacciata registrato nel 2015 è risultato leggermente inferiore all'incremento del 2014 (4,3% rispetto al 4,7% del 2014). Anche l'estensione delle reti è cresciuta meno rispetto agli anni precedenti, con un incremento di circa 75 km rispetto ai 167 km del 2014 e ai 646 km del 2013.

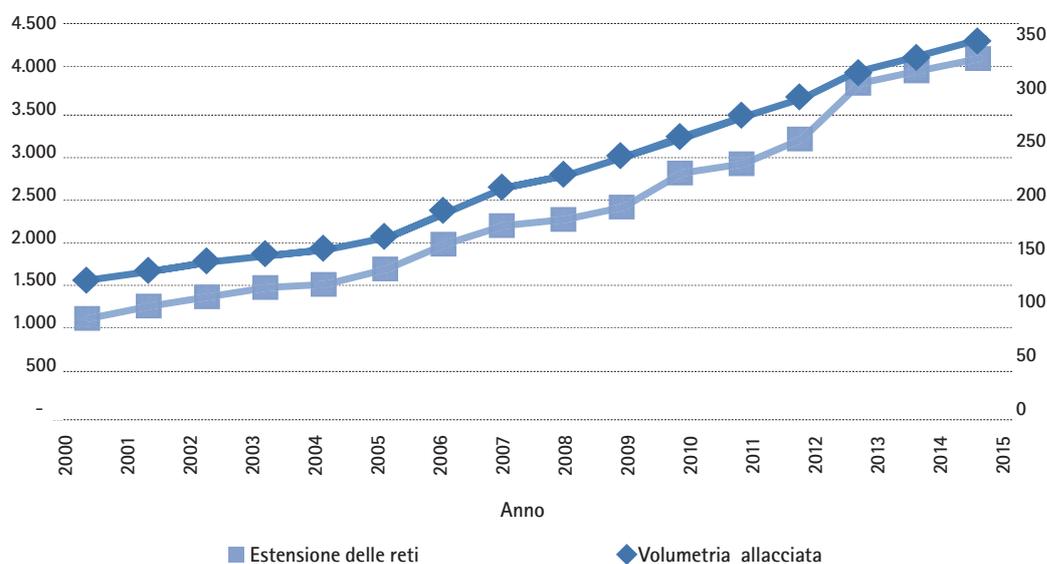
La diffusione del servizio rimane limitata principalmente all'Italia centro-settentrionale concentrandosi specialmente in Lombardia, Piemonte, Emilia Romagna, Veneto e Trentino Alto Adige, dove la domanda di calore consente di giustificare i rilevanti investimenti infrastrutturali necessari per assicurare la fruizione del servizio.

¹ Dato relativo all'anno 2013. Fonte: Euroheat & Power, *District heating and cooling – Country by country, 2015 Survey*.

FIG. 4.1

Evoluzione dell'estensione delle reti e della volumetria allacciata

Estensione reti in km; volumetria in M(m³)



Fonte: Annuario AIRU 2016.

Caratteristiche dell'offerta

Nel 2015 le centrali al servizio di reti di telecalore hanno prodotto 10.491 GWh termici, 6.212 GWh elettrici e 127 GWh frigoriferi (Tav. 4.1). La produzione di energia termica e di energia elettrica è aumentata rispetto al 2014, e la produzione di energia frigorifera continua a crescere stabilmente, sebbene rimanga un vettore energetico di proporzioni modeste tra le diverse opzioni per il raffrescamento.

Per quanto concerne le fonti energetiche utilizzate per il funzionamento degli impianti di teleriscaldamento (Tav. 4.2), si conferma anche nel 2015 la netta prevalenza del gas naturale, che ha coperto il 72,4% del consumo energetico complessivo, stabile rispetto al 2014. Un contributo significativo è fornito dai rifiuti solidi urbani

e dalle biomasse (queste ultime, però, in calo di un punto percentuale rispetto al 2014), che coprono rispettivamente il 13,6% e l'8,3% delle fonti energetiche utilizzate. Il contributo delle altre fonti energetiche è invece marginale, sebbene la geotermia abbia registrato un incremento percentuale significativo rispetto al 2014 e sia entrato in servizio il primo campo di produzione solare, connesso con la rete di Varese, in Lombardia.

Relativamente all'incidenza delle differenti tipologie di impianto sui quantitativi complessivi di calore prodotto, vi è una decisa prevalenza degli impianti di cogenerazione, con una quota di produzione pari a circa il 68% (Tav. 4.3). Se si considera, invece, la capacità di produzione installata, vi è una maggiore incidenza delle caldaie di integrazione e riserva, che vengono utilizzate, tra l'altro, per la modulazione della domanda di calore (Tav. 4.4).

TAV. 4.1

Produzione di energia relativa all'anno 2015
GWh

VEETTORE	PRODUZIONE LORDA	PRODUZIONE NETTA ^(A)	INCREMENTO RISPETTO AL 2014
Energia termica	10.491	8.551	11,0%
Energia elettrica	6.212	5.861	12,1%
Energia frigorifera	127	125	15,5%

(A) Energia al netto di perdite di rete e autoconsumi di centrale.

Fonte: Annuario AIRU 2016.

TAV. 4.2

Fonti energetiche utilizzate per la produzione di calore negli impianti di teleriscaldamento

FONTI DI ENERGIA UTILIZZATE	2015		2014		1995	
	tep	%	tep	%	tep	%
Gas naturale	1.301.410	72,4%	1.180.626	72,3%	383.521	68,9%
RSU	243.948	13,6%	209.920	12,9%	6.708	1,2%
Bioenergie ^(A)	149.490	8,3%	152.682	9,3%	-	0,0%
Carbone	47.582	2,6%	42.078	2,6%	69.810	12,5%
Gasolio e olio combustibile	1.159	0,1%	1.207	0,1%	79.726	14,3%
Geotermia	23.651	1,3%	21.638	1,3%	4.472	0,8%
Recupero da processo industriale	1.115	0,1%	180	0,0%	4.644	0,8%
Energia primaria fossile del SEN ^(B)	30.113	1,7%	24.840	1,5%	7.750	1,4%
Energia solare	31	0,0%	-	0%	-	0%
Totale fossili	138.264	77%	1.248.751	76%	540.807	97%
Totale rinnovabili	418.236	23%	384.421	24%	15.824	3%
Totale generale	1.798.500	100%	1.633.172	100%	556.631	100%

(A) Dal 2013 oltre alle biomasse comprendono anche biogas e bioliquidi.

(B) Consumi del Sistema elettrico nazionale per energia elettrica prelevata dalla rete.

Fonte: Annuario AIRU 2016.

TAV. 4.3

Tecnologia di produzione dell'energia termica
GWh

TECNOLOGIA	FOSSILI	RINNOVABILI	TOTALE	QUOTA % TOTALE
Cogenerazione	5.359	1.747	7.106	67,9%
Produzione semplice	2.418	646	3.064	29,3%
Rinnovabili dirette		261	261	2,5%
Pompe di calore		27	27	0,3%
Recupero		13	13	0,1%
Totale	7.777	2.694	10.471	100,0%

Fonte: Annuario AIRU 2016.

TAV. 4.4

Capacità di generazione installata per tecnologia

TIPOLOGIA DI IMPIANTO	POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31-12-2015		POTENZIALITÀ INSTALLATA AL 31-12-2014	
	ELETTRICA MWe	TERMICA MWt	ELETTRICA MWe	TERMICA MWt
Centrali termoelettriche		1.140		1.140
Impianti di cogenerazione ^(A)	857	1.124	868	1.132
Impianti termovalorizzazione RSU		477		477
Produzione semplice a bioenergie ^(B)		339		340
Impianti di cogenerazione a bioenergie	83	232	81	229
Impianti a geotermia		125		117
Pompe di calore		42		37
Recupero da processo industriale		33		24
Solare termico		1		0
Caldaie di integrazione e riserva		5.077		4.878
Totale	941	8.588	949	8.374

(A) Impianti dedicati alimentati a combustibili fossili.

(B) Caldaie alimentate a bioenergie, gas di discarica e fanghi.

Fonte: Annuario AIRU 2016.

Caratteristiche della domanda

L'energia distribuita dalle reti di telecalore è utilizzata principalmente per il riscaldamento e l'acqua calda sanitaria e solo marginalmente come calore di processo. Pertanto, l'energia è erogata principalmente a utenze di tipo residenziale (circa il 65%, quota in aumento rispetto al 2014); significativa è la quota relativa al settore terziario, sebbene in calo rispetto al 2014, mentre la domanda del settore industriale rimane stabile ma marginale. L'utilizzo del calore per il riscaldamento è associato inevitabilmente alla variabilità dei consumi in relazione alle condizioni climatiche nel periodo invernale. La stagione invernale 2015 è stata più fredda rispetto a quella del 2014, innalzando i gradi giorno nazionali dai 1.632 del 2014 a 1.820 nel 2015; ciò ha provocato un aumento dei consumi e la conseguente crescita della produzione discussa nella sezione relativa all'offerta.

Operatori del servizio di telecalore

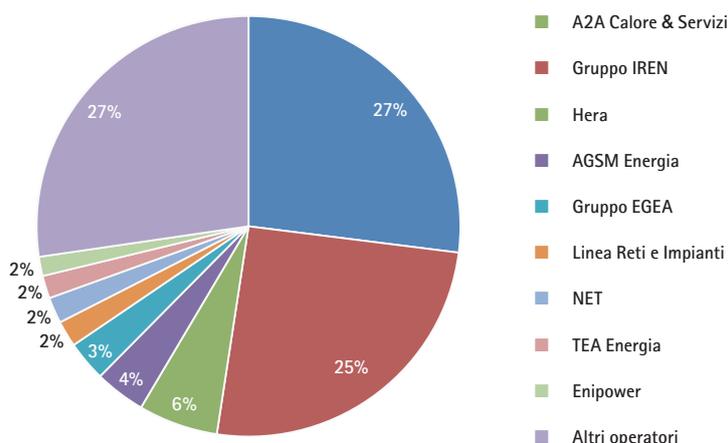
Dai dati AIRU (Associazione italiana riscaldamento urbano), al 31 dicembre 2015 risultano operative 216 reti di telecalore². Il numero di imprese operanti nel settore, iscritte all'Anagrafica operatori dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, è pari a

256. Gli operatori sono caratterizzati da un elevato grado di eterogeneità in termini sia di dimensioni sia di modalità di fornitura del servizio. In particolare, il settore è moderatamente concentrato, con la presenza di un gruppo ristretto di operatori di grandi dimensioni e di un numero elevato di operatori di piccole dimensioni; questa caratteristica si riproduce tendenzialmente nei due principali segmenti tecnologici del settore (fonti fossili e biomasse, potendosi considerare il segmento delle reti alimentate da fonte geotermica come una sorta di nicchia geografica).

Se si considera la volumetria servita, i due operatori principali risultano coprire una quota pari a più della metà del totale (A2A Calore & Servizi e Iren Mercato, entrambe con oltre il 25%); seguono tre soggetti con quote comprese tra il 6% e il 3% (Hera, AGSM Energia e Gruppo EGEA), mentre la restante quota di mercato è coperta da operatori di dimensioni relativamente ridotte (Fig. 4.2). Se si prende in esame il numero di utenti serviti, dai dati dichiarati dagli esercenti nell'ambito delle raccolte dati dell'Autorità l'operatore maggiore è A2A Calore & Servizi; suddividendo gli operatori sulla base del numero di utenti, i tre operatori principali, A2A Calore & Servizi, Iren Mercato e Hera, servono la metà degli utenti, mentre un consistente numero di operatori serve una piccola percentuale di utenti (Fig. 4.3)³.

FIG. 4.2

Quota di mercato degli operatori in base alla volumetria allacciata



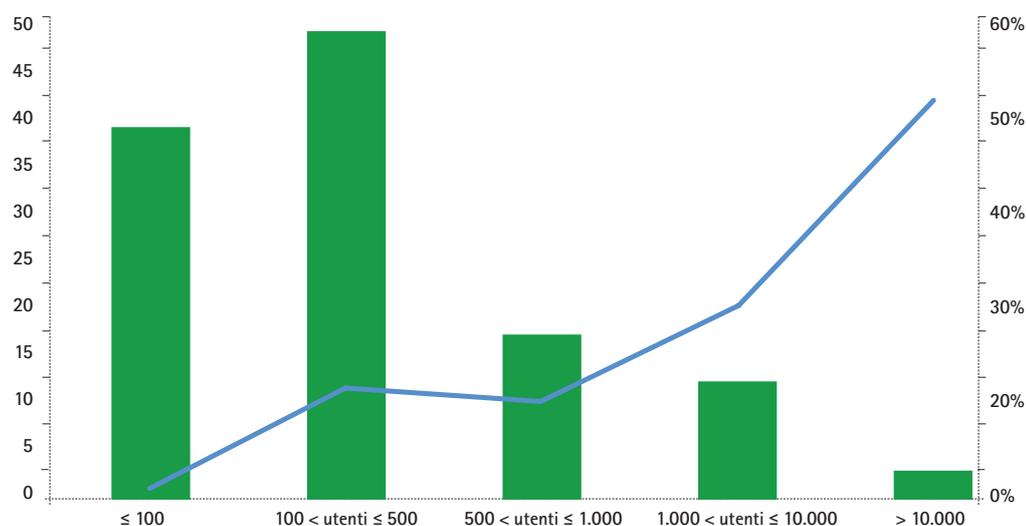
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dell'Annuario AIRU 2015.

² Fonte: Annuario AIRU 2016. Tale valore è probabilmente sottostimato; dall'Anagrafica territoriale dell'Autorità, attualmente in fase di aggiornamento, risultano 342 reti di telecalore attive al 2014.

³ I dati presentati sono parziali, in quanto basati sulle dichiarazioni di 122 operatori e non di tutti gli operatori del settore.

FIG. 4.3

Operatori suddivisi in base al numero di utenti
Numero di utenti e percentuale di utenti



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale servizio di telecalore (delibera 14 ottobre 2016, 574/2016/E/tir).

Prezzi del servizio

Il settore del telecalore è caratterizzato da alcune peculiarità relative alla modalità di determinazione del prezzo di fornitura del servizio e dei contributi di allacciamento.

Come già discusso nella *Relazione Annuale* relativa all'anno 2015, sulla base degli elementi raccolti dall'Autorità, nel settore vengono praticate due principali modalità di determinazione del prezzo del servizio: sulla base dei costi sostenuti, con l'obiettivo di assicurare l'equilibrio economico-finanziario e garantire una adeguata remunerazione del capitale investito (metodologia c.d. *cost based*) oppure sulla base del costo evitato, vale a dire il costo che l'utente avrebbe sostenuto utilizzando una diversa tecnologia di climatizzazione (tipicamente una caldaia alimentata a gas naturale o, nelle aree non metanizzate, a gasolio). Si rilevano differenze anche consistenti per quanto riguarda sia il valore dei coefficienti utilizzati per il calcolo sia la loro caratterizzazione qualitativa. Uno dei parametri più rilevanti per la determinazione del prezzo finale è il rendimento medio stagionale dell'impianto. Dagli elementi raccolti emerge che gli operatori applicano valori relativamente differenti del rendimento stagionale dell'impianto, in base alle ipotesi sull'efficienza della caldaia a gas che il teleriscaldamento dovrebbe sostituire. Per esempio, alcuni operatori considerano la migliore tecnologia sul

mercato (caldaia a condensazione) e utilizzano rendimenti superiori al 90%. Tuttavia, gran parte degli operatori fa riferimento al rendimento medio delle caldaie tradizionali, con valori intorno all'80%, sebbene non manchino esempi di operatori che utilizzano rendimenti addirittura inferiori al 75%. L'utilizzo di parametri differenziati tra i diversi operatori comporta che, pur applicando la medesima metodologia per la determinazione del prezzo di erogazione del servizio, vi sia un'ampia eterogeneità del risultato finale.

Alle due categorie menzionate si deve aggiungere una terza categoria, piuttosto composita, nella quale il prezzo viene fissato sulla base di metodologie ibride, ossia non riconducibili univocamente alle due precedenti. Il prezzo iniziale viene in generale stabilito attraverso una negoziazione individuale con l'utente o in base a quanto previsto in una convenzione con l'ente locale e viene successivamente aggiornato sulla base di qualche forma di indicizzazione, spesso sulla base dell'andamento del prezzo di una fonte di riscaldamento alternativa. A differenza dell'approccio del costo evitato, non vengono prese in considerazione le caratteristiche della tecnologia di riferimento (per esempio, il rendimento dell'impianto alternativo di climatizzazione). Spesso, in questi casi, i criteri di determinazione del prezzo iniziale non vengono esplicitati. Inoltre, nonostante le

modalità di aggiornamento siano, invece, generalmente specificate, vi è una certa eterogeneità nella scelta del criterio di aggiornamento/indicizzazione. Per esempio, alcuni operatori scelgono di indicizzare il prezzo iniziale alle variazioni trimestrali delle condizioni economiche di fornitura per il servizio di tutela, mentre altri applicano indici composti (per esempio, 85% il prezzo del gas, 15% il tasso di inflazione). Vi sono poi casi in cui l'aggiornamento del prezzo iniziale avviene in base a logiche ulteriori, non necessariamente correlate a un indicatore oggettivo.

Sulla base delle risultanze emerse dalla raccolta di dati e informazioni in materia di prezzi applicati all'utenza, avviata con la delibera 26 novembre 2015, 578/2015/R/tlr, si riportano le principali evidenze tratte da alcune analisi effettuate dall'Autorità⁴ in relazione ai prezzi del servizio. Successivamente vengono esaminati i contributi di allacciamento.

Prezzi di fornitura del teleriscaldamento

Dalla raccolta dati è emerso che il numero di rispondenti che fissa il prezzo con la metodologia basata sui costi è circa uguale al numero di rispondenti che fissa il prezzo con la metodologia basata sul costo evitato (per ciascuna, poco meno del 40% dei rispondenti). Il rimanente 20% degli operatori adotta, invece, una metodologia ibrida. È risultato che gli operatori che utilizzano la biomassa optano

più frequentemente per l'approccio basato sui costi effettivi, mentre gli operatori di maggiori dimensioni e, più in generale, quelli che non utilizzano la biomassa, applicano l'approccio del costo evitato o una sua variante.

Riclassificando queste tre categorie metodologiche in termini di volumetria riscaldata, l'approccio prevalente è senza dubbio quello del costo evitato, che è applicato per circa l'85% della volumetria riscaldata (Fig. 4.4).

Gli operatori applicano principalmente tariffe di tipo monomio, cioè corrispettivi unitari eventualmente differenziati per scaglioni di consumo o per altre variabili, o di tipo binomio, ossia prezzi articolati in una componente fissa che remunera la capacità impegnata e in una componente variabile che è funzione dei consumi. La maggior parte degli operatori applica tariffe monomie, mentre circa il 20% offre anche o soltanto tariffe binomie. In un numero limitato di casi vengono applicate anche tariffe trinomie (con una terza componente fissa).

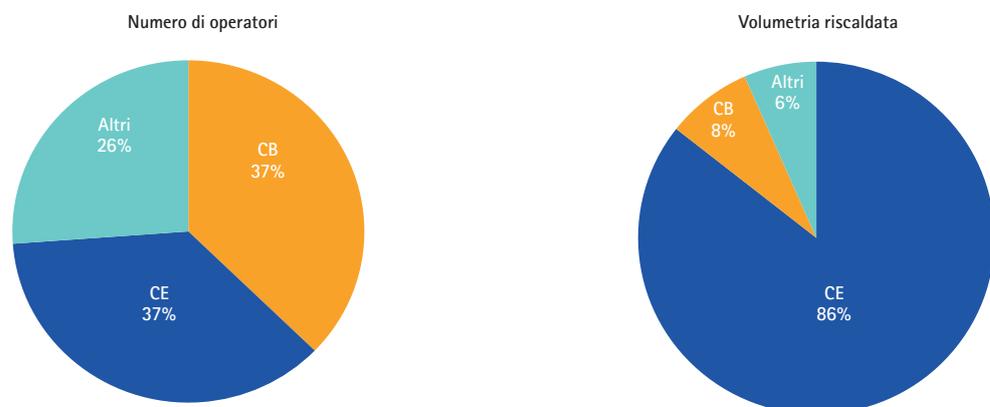
Prezzi di fornitura del teleraffrescamento

Il numero di operatori che offrono il servizio di teleraffrescamento è estremamente ridotto, meno del 15% e, peraltro, in questi casi il servizio viene erogato su porzioni limitate delle reti gestite. Nella totalità dei casi, il prezzo di erogazione del servizio è determinato

FIG. 4.4

Grado di diffusione dei diversi approcci metodologici per la determinazione del prezzo di fornitura del calore

Quote percentuali; CE=costo evitato; CB=costi effettivi



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di prezzi applicati all'utenza (delibera 578/2015/R/tlr).

4 Le analisi si riferiscono a un campione di 159 operatori, l'84% circa dei 189 operatori cui è stata rivolta l'indagine. Gli operatori che non hanno partecipato sono per lo più di ridotte dimensioni; dunque le risposte ricevute si considerano altamente rappresentative della realtà del settore.

sulla base del costo evitato. La tecnologia di riferimento è generalmente costituita da un sistema di raffrescamento alimentato da energia elettrica, ma non mancano casi in cui la tecnologia alternativa presa a riferimento è costituita da un generatore ad assorbimento a fiamma diretta alimentato a gas metano, per cui il prezzo di riferimento è quello del gas naturale.

Come già rilevato per il teleriscaldamento, anche in questo caso la determinazione del costo evitato presenta ampi margini di discrezionalità. Le variabili più rilevanti sono il rendimento dell'impianto alternativo di riferimento e le ipotesi per la determinazione del costo medio dell'elettricità (o del gas naturale), in relazione alle quali si registrano sensibili differenze tra i diversi operatori. Per quanto riguarda i prezzi di riferimento, la maggior parte degli operatori ricorre ai prezzi del servizio di tutela pubblicati dall'Autorità; in alternativa, vengono utilizzati i prezzi medi dell'energia come risultanti dalle bollette degli utenti.

Contributi di allacciamento

Con la delibera 6 ottobre 2016, 562/2016/R/tlr, l'Autorità ha avviato una raccolta di informazioni in merito ai criteri di determinazione dei contributi di allacciamento adottati dagli operatori e alle modalità con cui avviene lo scollegamento dei clienti. La richiesta di informazioni ha riguardato, tra l'altro, i costi dall'attività di allacciamento dei clienti e l'ammontare dei relativi contributi applicati ai clienti del servizio. Nel seguito vengono presentati alcuni elementi emersi dall'analisi delle informazioni fornite dagli operatori nell'ambito della raccolta⁵.

Sebbene emerga un quadro fortemente eterogeneo in relazione alle modalità di determinazione dei contributi di allacciamento, la maggior parte degli operatori ha dichiarato di fissare il contributo a partire dai costi associati alla realizzazione dell'allacciamento. In tal senso, gli elementi ottenuti nell'ambito della raccolta dati indicano che i costi di allacciamento sono articolati in relazione a due principali *driver* di costo: la potenza dello scambiatore di calore e la distanza del punto di prelievo dalla rete di allacciamento. Tuttavia, i contributi di allacciamento indicati dagli stessi operatori risultano,

in media, inferiori ai costi dichiarati.

Una delle ragioni della differenza tra i costi di allaccio e i relativi contributi applicati all'utenza ha motivazioni di natura commerciale: gli operatori offrono l'allacciamento alla rete di telecalore a un prezzo inferiore al costo, con l'obiettivo di promuovere la diffusione del servizio di telecalore e di competere con tipologie impiantistiche alternative nella fase di offerta commerciale. Infatti, l'eventuale effetto competitivo, derivante dalla possibilità per il consumatore di scegliere sistemi di climatizzazione alternativi, è prevalente proprio nella fase antecedente alla stipula del contratto per il servizio di telecalore, quando il consumatore valuta l'opportunità di allacciarsi alla rete di telecalore. Al contrario, una volta realizzato l'allacciamento e attivata la fornitura del servizio, per passare a un sistema alternativo di climatizzazione gli utenti devono sostenere significativi costi di investimento (*switching costs*) che possono costituire una barriera al cambio di tecnologia (e, conseguentemente, di fornitore). Nella determinazione del contributo di allacciamento, la disponibilità di fonti di riscaldamento alternative risulterebbe dunque esercitare una pressione competitiva sugli operatori; ecco perché le valutazioni di carattere commerciale influiscono sulla determinazione di tale contributo, insieme ai costi sostenuti.

I costi di allaccio sostenuti dal gestore e non coperti dal contributo di allacciamento applicato all'utenza vengono successivamente recuperati nel corso del rapporto di fornitura, tramite i prezzi di vendita del calore (liberamente definiti dai gestori), come dichiarato da alcuni operatori e come emerge dalla presenza di disposizioni contrattuali orientate a garantire una durata minima del rapporto di fornitura.

Per quanto concerne la struttura dei contributi di allacciamento, molti operatori, soprattutto quelli di dimensioni maggiori, applicano contributi a forfait, articolati sulla base della principale determinante del costo di realizzazione dell'allaccio (in genere, la potenza termica della sottostazione di utenza). I contributi determinati sulla base di specifici preventivi sono previsti, in generale, solo per allacci che presentino caratteristiche peculiari (per esempio, nel caso in cui si superi una certa distanza dalla dorsale di distribuzione o siano presenti altre caratteristiche non standard).

⁵ La raccolta di informazioni ha interessato 190 operatori, dei quali 118 (pari a circa il 62%) hanno risposto entro le tempistiche previste. Le informazioni raccolte sono significative e sufficientemente rappresentative della realtà del settore, poiché comprendono gran parte delle reti di telecalore esistenti, sia quelle di maggiori dimensioni, localizzate nei centri urbani, sia quelle di dimensioni minori e prevalentemente localizzate in piccoli centri, anche in aree non metanizzate.

Le attività ricomprese nel contributo di allacciamento variano da operatore a operatore. In generale, i gestori del servizio includono nel corrispettivo le attività minime necessarie alla realizzazione del collegamento dell'impianto dell'utente (circuito secondario) alla rete di telecalore (circuito primario), quali: i lavori di scavo e di ripristino del suolo pubblico e privato; la posa delle tubazioni; la fornitura e l'installazione dello scambiatore e delle apparecchiature che sono funzionali all'erogazione del servizio (contatore, valvole di intercettazione, manometri, quadro elettrico); l'acquisizione di permessi, servitù o altre autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'allacciamento.

Nella maggioranza dei casi, il gestore provvede alla fornitura e all'installazione della sottostazione di scambio termico (scambiatore di calore, contatore di calore e sistema di regolazione), che rappresenta l'elemento di collegamento tra la rete di telecalore e l'impianto dell'utente; questo avviene indipendentemente dalla proprietà della sottostazione, che contrattualmente può essere attribuita al gestore o

all'utente. Un numero limitato di operatori non svolge questa attività, oppure la offre solo su richiesta dell'utente e a un costo aggiuntivo rispetto al contributo di allacciamento.

In generale, sono escluse dal corrispettivo di allacciamento e, in alcuni casi, sono offerte dal gestore come servizio aggiuntivo le attività funzionali all'erogazione del servizio di riscaldamento, raffrescamento e ACS ma realizzate all'interno della proprietà e sull'impianto dell'utente come, a titolo esemplificativo, la rimozione dell'impianto termico esistente o l'adeguamento dei locali di installazione della sottostazione. Tali attività, peraltro, risultano sempre necessarie nel caso di sostituzione del sistema di generazione del calore, a prescindere dalla tecnologia installata (caldaia, pompa di calore ecc.).

L'eterogeneità del perimetro delle attività incluse nel corrispettivo di allacciamento contribuisce a rendere complesso il confronto del livello dei contributi applicati dai diversi operatori, pertanto non si riportano le analisi quantitative effettuate sui corrispettivi, perché potenzialmente fuorvianti.

Qualità del servizio

Le informazioni illustrate nel seguito sono elaborate a partire dalle risposte trasmesse dagli operatori alla raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore, avviata con la delibera 574/2016/E/tlr⁶.

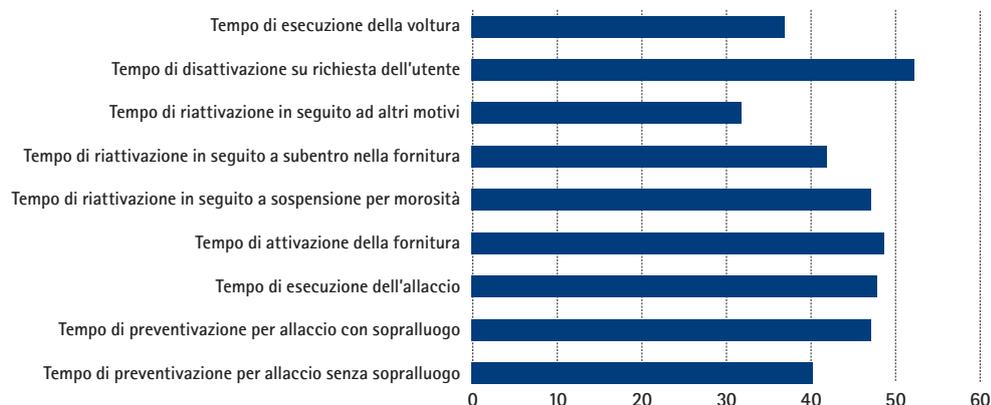
Dall'analisi delle informazioni ricevute tramite tale indagine, sono emersi diversi elementi utili a rappresentare un quadro della situazione della qualità contrattuale del settore, incluse le prestazioni relative a fatturazione dei consumi e pagamenti, e del servizio di misura.

Qualità contrattuale del servizio

Nel settore, la definizione di indicatori e standard di continuità, qualità e sicurezza del servizio è oggi operata essenzialmente mediante Carte dei servizi o Carte della qualità, adottate volontariamente e

definite unilateralmente dagli operatori e mediante espliciti impegni richiamati nei contratti di fornitura. La raccolta dati ha in effetti evidenziato una scarsa diffusione delle Carte dei servizi; solo 28 operatori (circa il 23% dei rispondenti) hanno dichiarato di adottare una Carta dei servizi. Nonostante la poca diffusione delle Carte dei servizi propriamente dette, un numero relativamente più consistente di operatori dichiara di aver adottato standard specifici di qualità del servizio (definiti, probabilmente, nell'ambito dei contratti di fornitura). Gli standard più diffusi risultano essere quelli relativi ai tempi di attivazione e disattivazione della fornitura, arrivo per pronto intervento, verifica del misuratore, risposta a reclami e richieste di informazioni. Le figure 4.5 e 4.6 riportano l'elenco delle prestazioni soggette a standard di qualità e, per ciascun indicatore, il numero di operatori che dichiarano di adottare lo standard.

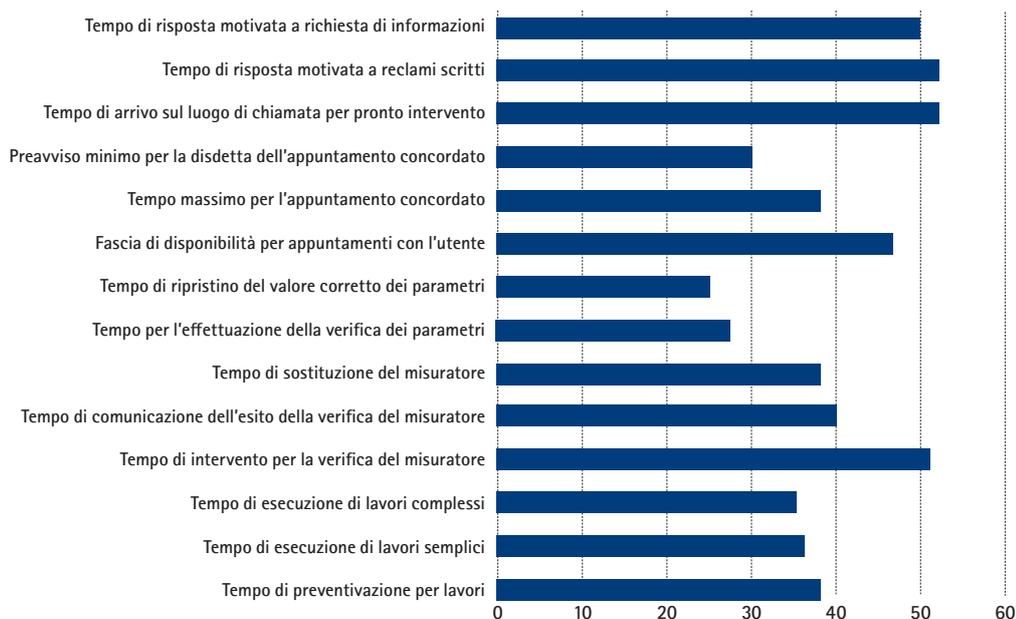
⁶ L'indagine ha interessato circa 200 operatori che svolgono attività di distribuzione, misura e/o vendita, dei quali 122 (pari a circa il 60%) hanno risposto entro le tempistiche previste. Gran parte degli operatori inadempienti è per lo più di ridotte dimensioni e i rispondenti comprendono sia gli operatori di maggiori dimensioni sia quelli di dimensioni minori; dunque le risposte ricevute si considerano abbastanza rappresentative della realtà settoriale.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tlr).

FIG. 4.5

Numero di operatori che adottano standard di qualità relativi ad avvio e chiusura del rapporto contrattuale



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tlr).

FIG. 4.6

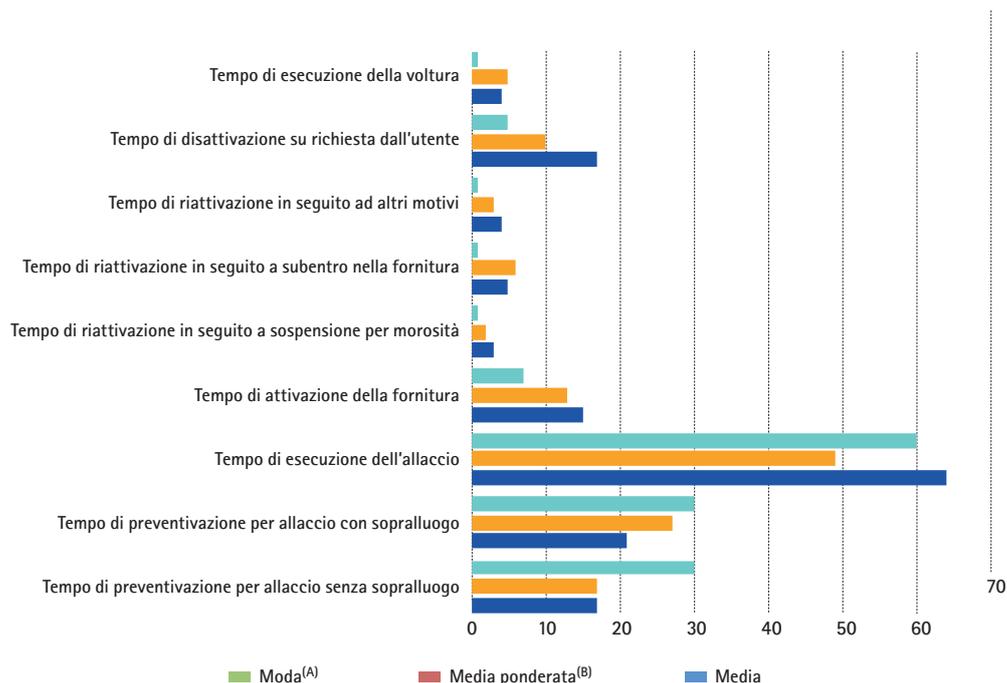
Numero di operatori che adottano standard di qualità relativi alla gestione del rapporto contrattuale

Sebbene la tipologia di indicatori adottati dagli esercenti risulti abbastanza omogenea, nonché in linea con gli indicatori applicati negli altri settori regolati dall'Autorità, gli standard (livelli) minimi di qualità adottati con riferimento

ad indicatori equivalenti differiscono anche notevolmente tra i diversi operatori. Le figure 4.7 e 4.8 riportano i valori medi e i valori più ricorrenti degli standard di qualità applicati dagli esercenti.

FIG. 4.7

Standard di qualità applicati relativi ad avvio e chiusura del rapporto contrattuale: statistiche descrittive



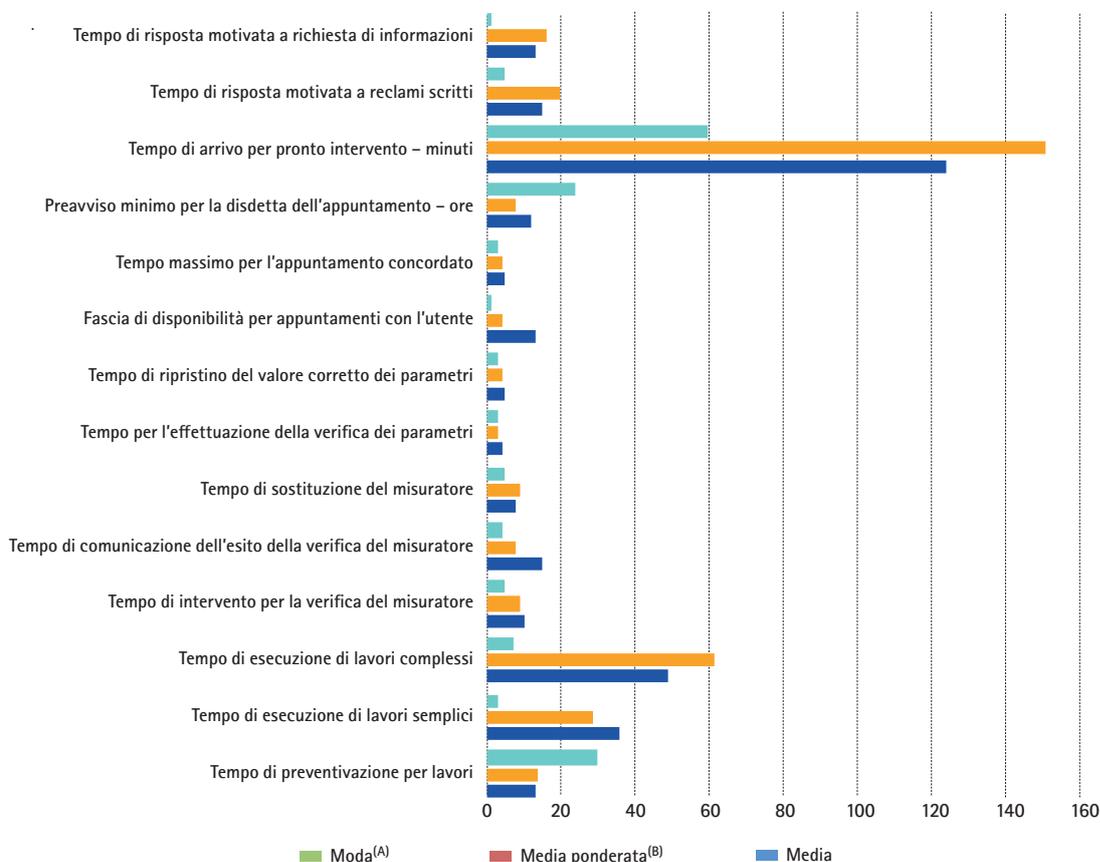
(A) La *moda* è il valore che si presenta con maggiore frequenza.

(B) La *media ponderata* è la media pesata per il numero di utenti serviti dal gestore del servizio.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tlr).

FIG. 4.8

Standard di qualità applicati relativi alla gestione del rapporto contrattuale: statistiche descrittive



(A) La *moda* è il valore che si presenta con maggiore frequenza.

(B) La *media ponderata* è la media pesata per il numero di utenti serviti dal gestore del servizio.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tlr).

Gli indennizzi automatici hanno una diffusione molto scarsa: vengono applicati da un numero di operatori che varia da uno a sei in funzione dell'indicatore considerato. Gli indennizzi, quando previsti, sono di tipo automatico ed hanno valori variabili tra un minimo di 25 € (che è anche il valore più diffuso) e un massimo di 100 €.

In generale, le risposte ricevute delineano un quadro molto eterogeneo della qualità contrattuale nel settore. Un dato rilevante è che la diffusione di standard minimi di qualità sembrerebbe non correlata

alle dimensioni dell'esercente e alle caratteristiche della rete. Anche i livelli delle prestazioni non risultano correlati alle caratteristiche degli operatori. Nelle figure seguenti vengono riportati i principali standard applicati dagli operatori in relazione al numero di utenti del servizio. Come si può osservare nelle figure da 4.9 a 4.13, non è possibile identificare una correlazione né tra la dimensione dell'esercente e l'applicazione di uno standard (consistente, in termini grafici, nell'applicare uno standard diverso da zero) né tra la dimensione dell'esercente e il valore dello standard stesso.

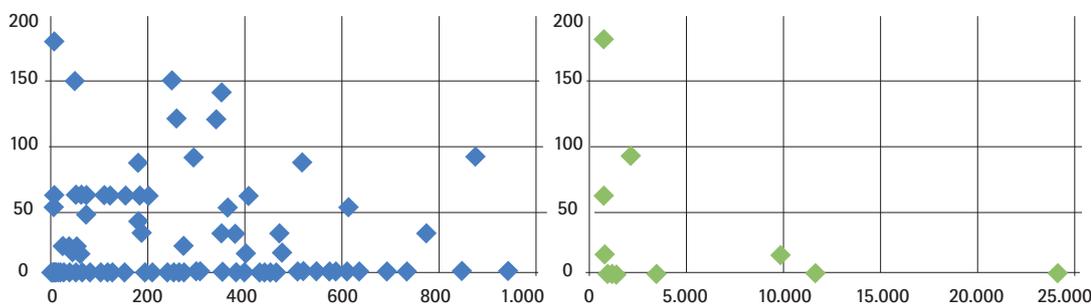


FIG. 4.9

Standard di qualità per il tempo di esecuzione dell'allaccio in relazione al numero di utenti^(A)
Standard di qualità in giorni lavorativi (asse y) e numero di utenti (asse x)

(A) Il valore zero indica che lo standard non viene applicato.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tr).

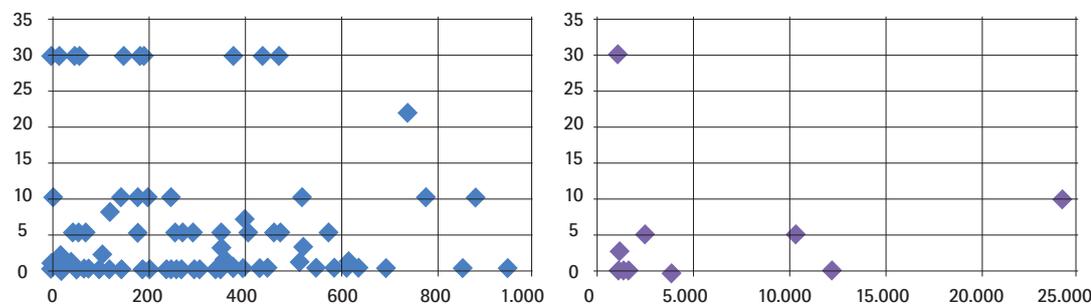


FIG. 4.10

Standard di qualità per il tempo di disattivazione in relazione al numero di utenti^(A)
Standard di qualità in giorni lavorativi (asse y) e numero di utenti (asse x)

(A) Il valore zero indica che lo standard non viene applicato.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tr).

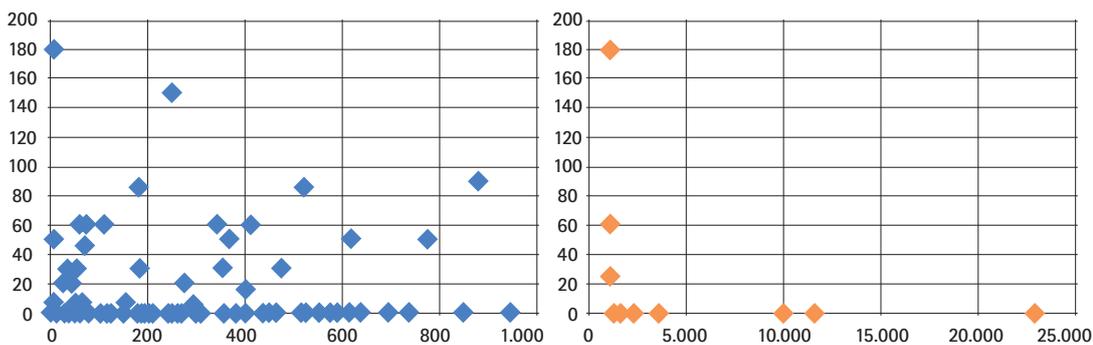


FIG. 4.11

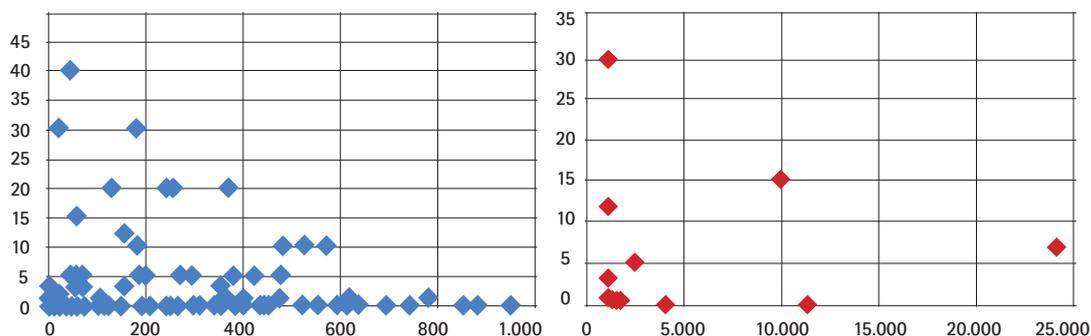
Standard di qualità per il tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento in relazione al numero di utenti^(A)
Standard di qualità in minuti (asse y) e numero di utenti (asse x)

(A) Il valore zero indica che lo standard non viene applicato.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tr).

FIG. 4.12

Standard di qualità per il tempo di verifica del misuratore in relazione al numero di utenti^(A)
Standard di qualità in minuti (asse y) e numero di utenti (asse x)

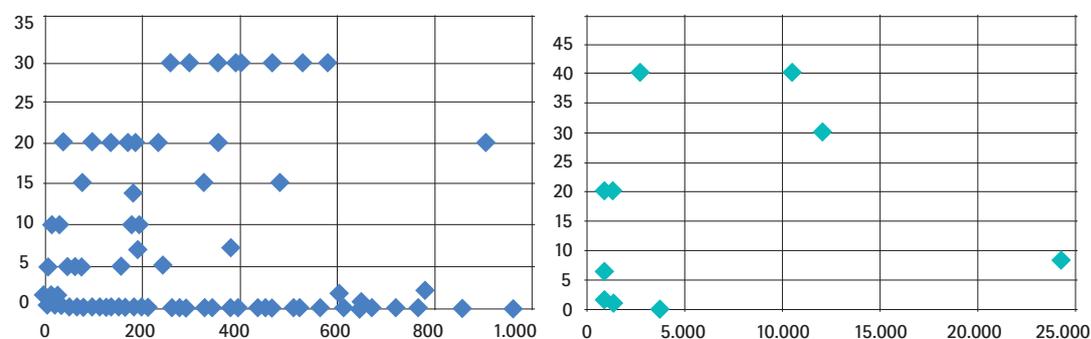


(A) Il valore zero indica che lo standard non viene applicato.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telearcalore (delibera 574/2016/E/tr)..

FIG. 4.13

Standard di qualità per il tempo di risposta motivata a reclami scritti in relazione al numero di utenti^(A)
Standard di qualità in giorni lavorativi (asse y) e numero di utenti (asse x)



(A) Il valore zero indica che lo standard non viene applicato.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telearcalore (delibera 574/2016/E/tr)..

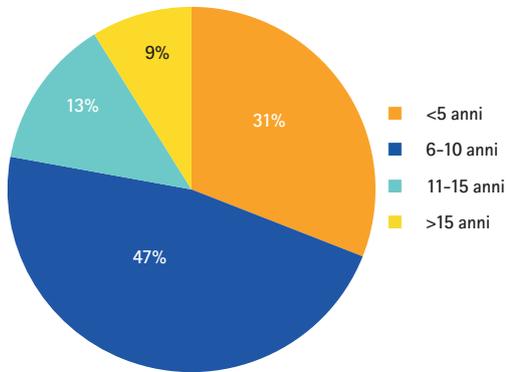
Misura

Il parco misuratori installati dagli operatori di telearcalore risulta composto prevalentemente da sistemi statici (ultrasuoni ed elettromagnetici) con una vetustà compresa tra i sei e i dieci anni. In materia di omologazione, circa il 60% dei contatori di calore è conforme alle prescrizioni del decreto legislativo 2 febbraio 2007, n. 22, attuativo della direttiva 2004/22/CE (nota anche come direttiva MID) e, pertanto, alla norma di prodotto UNI EN 1436 (Fig. 4.14). Relativamente ai sistemi di trasmissione dei dati di misura, circa il 46% degli operatori che hanno partecipato all'indagine conoscitiva ha installato, sulle proprie reti, contatori di fornitura con sistemi di telelettura; si tratta, in particolare, di gestori di medie e piccole dimensioni con un numero di utenti finali riforniti che varia da poche decine a qualche migliaia (fino a 4.000 utenti).

Per quanto riguarda il servizio di misura, il settore del teleriscaldamento risulta poco allineato agli altri settori regolati.

Emerge la scarsa diffusione di strumenti finalizzati al miglioramento dell'efficacia dell'attività di lettura quali, a titolo esemplificativo, la pubblicazione del calendario dei passaggi e la comunicazione al cliente finale del tentativo di lettura non andato a buon fine. Come verrà discusso più approfonditamente nel paragrafo dedicato alla fatturazione dei consumi, solo il 28% degli operatori consente agli utenti il ricorso all'autolettura. Riguardo alla frequenza di rilevazione del dato di misura, la maggior parte degli operatori non differenzia la periodicità di rilevazione sulla base di criteri specifici (per esempio, il consumo annuo e la tipologia di utenza o servizio). Con riferimento ai tre principali esercenti in termini di utenti riforniti, solo due gestori hanno differenziato la frequenza di raccolta in relazione, in un caso, al consumo annuo di energia termica da parte dell'utente e, nell'altro, in funzione della tipologia di utenza allacciata alla rete. Circa la metà dei gestori ha dichiarato una frequenza di rilevazione del dato di misura mensile; dai dati trasmessi non si rileva una correlazione tra la frequenza di rilevazione del dato di misura e

Periodo di installazione prevalente del parco misuratori



Omologazione parco misuratori

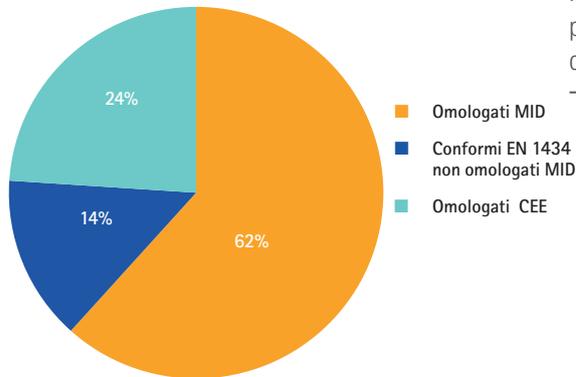


FIG. 4.14

Periodo di installazione prevalente dei contatori di calore e tipo di omologazione

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tlr).

la percentuale di misuratori teletti. In particolare, anche per reti caratterizzate da un'elevata diffusione di sistemi di misura teletti, solo il 36% degli esercenti ha adottato una frequenza di rilevazione mensile (Fig. 4.15).

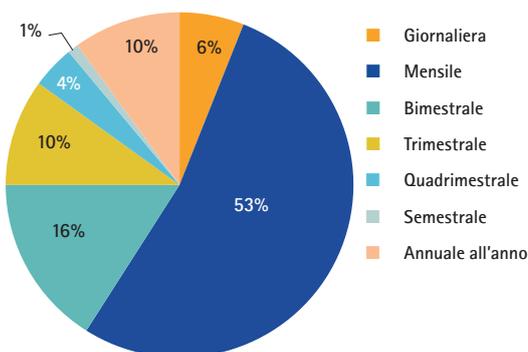
Contabilizzazione dei consumi, fatturazione e pagamenti

Dalla raccolta dati è emerso che la maggior parte dei rispondenti utilizza dati effettivamente misurati per il computo dei consumi da fatturare: circa il 75% degli operatori dichiara di basarsi su dati

effettivi per tutti gli utenti. Come brevemente richiamato sopra, più della metà dei rispondenti non prevede la possibilità di ricorso all'autolettura, mentre il 28% consente l'autolettura con comunicazione del dato misurato per via telefonica. Più della metà dei rispondenti non procede alla validazione del dato comunicato dall'utente.

Dalle risposte alla raccolta dati è emerso che le periodicità di fatturazione più diffuse sono quelle mensili e bimestrali (circa il 50% dei rispondenti). Poco più della metà dei rispondenti differenzia la periodicità di fatturazione secondo un determinato criterio, mentre i restanti dichiarano di non differenziare la periodicità di fatturazione

Frequenza di rilevazione del dato di misura



Criteri di differenziazione della frequenza di rilevazione del dato di misura

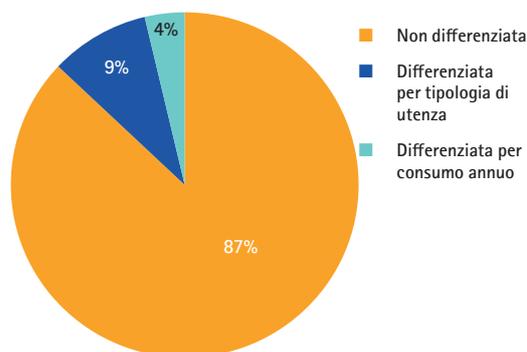


FIG. 4.15

Periodicità di raccolta del dato di misura e criteri in base ai quali gli esercenti differenziano la frequenza di rilevazione

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tlr).

secondo alcun criterio. Una piccola percentuale (9%) di coloro che dichiarano di adottare periodicità di fatturazione diverse differenzia per fasce di consumo, mentre un numero più consistente (circa il 20%) differenzia la periodicità di fatturazione in base alla tipologia di utenza. Altri criteri di differenziazione emersi riportano una periodicità più frequente nei mesi invernali (Fig. 4.16).

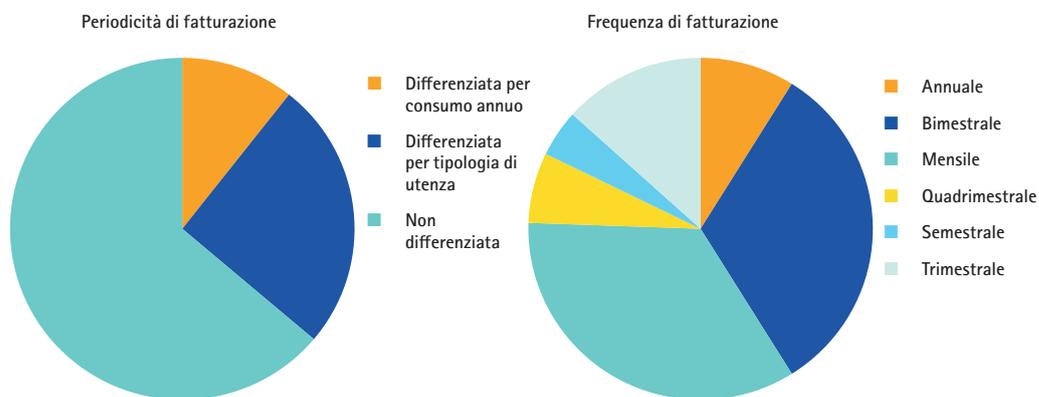
In tema di pagamenti, dalle risposte alla raccolta dati, è emerso che circa la metà dei rispondenti concede almeno 30 giorni lavorativi per il pagamento della bolletta, a decorrere dalla data di emissione della stessa. Il range dei valori delle risposte va da 14 a 90 giorni lavorativi. La modalità di pagamento della bolletta più diffusa è la domiciliazione bancaria, prevista da più del 70% degli operatori. Un'altra forma di pagamento diffusa è il bonifico bancario, mentre l'addebito su carta di credito risulta essere il metodo meno usato. Il 60% dei rispondenti non prevede la possibilità di rateizzare i pagamenti, mentre il 15% dei rispondenti offre questa possibilità dietro pagamento di interessi e poco meno del 9% senza il pagamento di interessi; il resto degli

operatori prevede la rateizzazione secondo altri criteri (per esempio in base alla tipologia di utente).

Per quanto riguarda, infine, le tempistiche delle prestazioni associate a fatturazione e pagamenti, è risultato che il 41% dei rispondenti adotta uno standard specifico di qualità per il tempo di risposta a richieste di rettifica di fatturazione. Il valore dello standard riportato più frequentemente è pari a cinque giorni lavorativi, ma tale livello viene indicato da meno del 20% degli operatori che hanno dichiarato di adottare lo standard. Tra i primi dieci operatori per numero di utenti serviti, tre dichiarano di applicare uno standard per il tempo di risposta a richieste di rettifica di fatturazione. Un solo operatore dichiara di applicare un indennizzo automatico in caso di mancato rispetto dello standard, pari a 25 €. Il 38% dei rispondenti applica uno standard relativo al tempo di rimborso e rettifica di fatturazione. Di questi, il 28% fissa lo standard pari a 30 giorni lavorativi. Mediamente, gli operatori più grandi applicano invece uno standard meno stringente (Fig. 4.17).

FIG. 4.16

Periodicità e frequenza di fatturazione



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tlr).

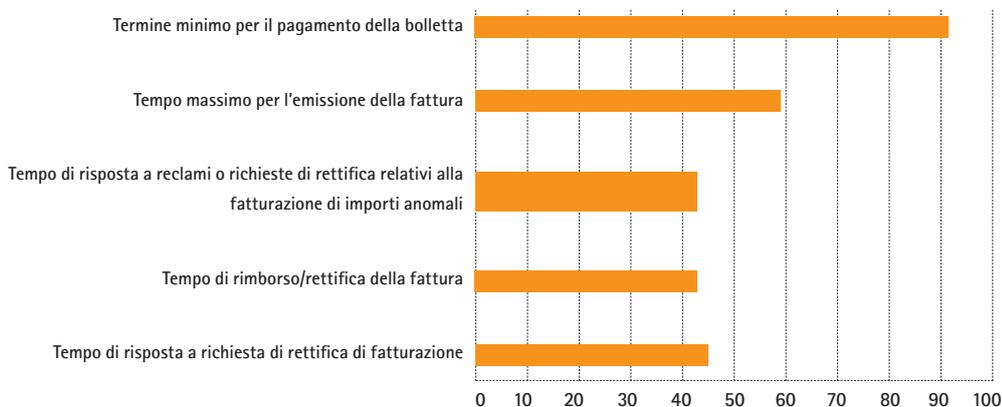


FIG. 4.17

Standard di qualità applicati relativi alla fatturazione: numero di operatori che adottano standard

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tlr).

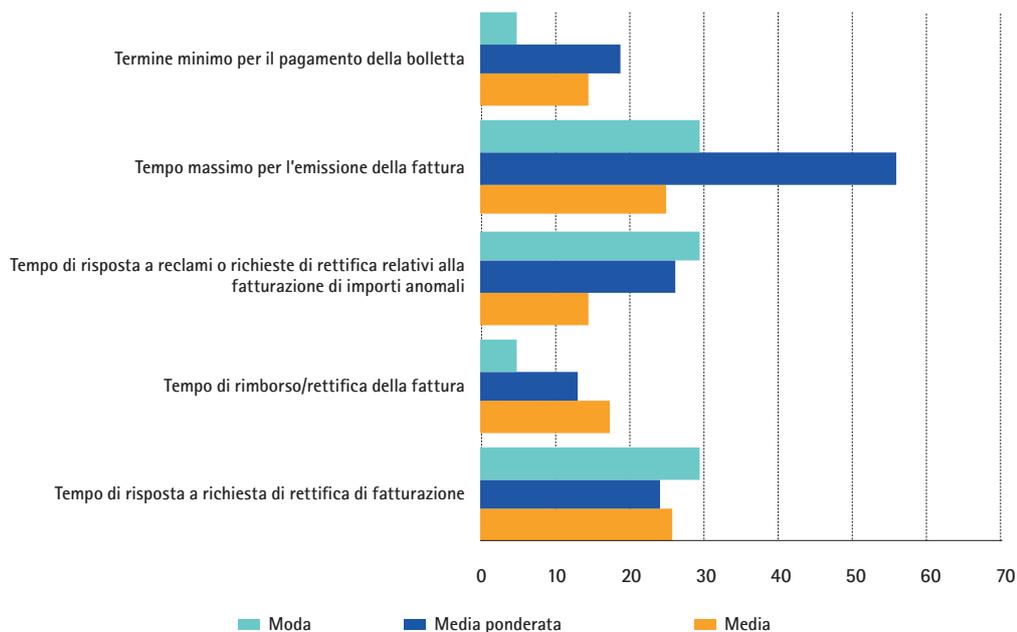


FIG. 4.18

Standard di qualità applicati relativi alla fatturazione: statistiche descrittive

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati ricevuti nell'ambito della raccolta di dati e informazioni in materia di misura e di qualità contrattuale del servizio di telecalore (delibera 574/2016/E/tlr).

5.

Stato dei servizi idrici

Investimenti e tariffe

Stato delle approvazioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

Con la delibera 27 dicembre 2013, 643/2013/R/idr, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha introdotto il Metodo tariffario idrico (MTI) per gli anni 2014 e 2015, portando a compimento il primo periodo regolatorio quadriennale (2012-2015). In particolare, l'Autorità ha adottato una regolazione asimmetrica ed innovativa basata, per gli anni 2014 e 2015, su quattro tipi di schemi regolatori (corrispondenti ai quattro Quadranti della matrice di schemi) che gli Enti di governo dell'ambito o gli altri soggetti competenti decidono di selezionare ai fini del computo tariffario, in ragione:

- del rapporto tra il fabbisogno di investimenti (puntualmente individuato per il quadriennio 2014-2017) ed il valore delle infrastrutture esistenti;
- dei costi operativi associati ad obiettivi specifici.

Particolare attenzione è stata, dunque, dedicata alla valutazione della coerenza delle decisioni assunte dai decisori locali in merito all'identificazione degli obiettivi da perseguire sul territorio, alla selezione degli interventi necessari e ai riflessi in termini di entità dei

corrispettivi, proseguendo anche nel corso del 2016 (come meglio dettagliato nel Volume II) le istruttorie per l'approvazione delle tariffe relative agli anni 2014-2015, ovvero, in taluni casi, per l'intero periodo regolatorio 2012-2015, riferite a contesti caratterizzati dalla complessità delle proposte stesse o dal protrarsi dei tempi per il loro perfezionamento a livello locale¹.

Le risultanze relative al primo periodo regolatorio – confermando la presenza di situazioni gestionali estremamente eterogenee tra le diverse aree del Paese – hanno suggerito la necessità di introdurre misure specifiche sulle componenti tariffarie (e in particolare sui costi operativi), prevedendo il rafforzamento di quelle tese a promuovere l'efficienza nella produzione dei servizi, con l'obiettivo generale di perseguire una progressiva convergenza che conduca le diverse realtà gestionali ad una situazione progressivamente uniforme sul territorio nazionale.

Pertanto, alla fine del 2015, con la delibera 28 dicembre 2015, 664/2015/R/idr – con la quale è stato approvato l'MTI per il secondo periodo regolatorio 2016-2019 (MTI-2) – l'Autorità ha esteso e integrato la matrice di schemi regolatori che ha caratterizzato gli anni 2014 e 2015, con la previsione di condizionalità riferite alla

¹ Con riferimento al primo periodo regolatorio, i provvedimenti di approvazione da parte dell'Autorità interessano:

- 2.110 gestioni, con una popolazione servita di 56.146.530 abitanti, per il biennio 2012-2013;
- 1.978 gestioni, con una popolazione servita di 54.676.489 abitanti, per il biennio 2014-2015.

componente *Opex*. In particolare, si è tenuto conto di due fattori ulteriori nell'individuazione del pertinente schema regolatorio: i) il valore *pro capite* della componente *Opex*, ai fini della determinazione della soglia massima di incremento ammissibile per ogni singola annualità considerata; ii) la presenza di variazioni negli obiettivi o nelle attività assegnate al gestore, in considerazione dei processi di integrazione eventualmente in corso. Nello specifico, la nuova matrice di schemi regolatori adottata (Tav. 5.1), attraverso le prime due colonne, permette l'individuazione di un fattore di *sharing* da applicarsi sul limite alla variazione annuale del moltiplicatore tariffario, rendendo possibile collegare il massimo incremento annuale ammissibile con l'entità della spesa per costi operativi registrata in un determinato anno base (2014) in relazione alla popolazione servita e confrontata con il dato medio di settore (OPM) stimato dall'Autorità con riferimento alla menzionata annualità.

Decisioni di approvazione tariffaria adottate dall'Autorità

A partire dal mese di maggio 2016, l'Autorità ha avviato le istruttorie per la verifica delle predisposizioni tariffarie trasmesse ai sensi della citata delibera 664/2015/R/idr.

Le determinazioni tariffarie per il periodo 2016-2019 deliberate dall'Autorità alla data del 31 maggio 2017 riguardano 145 gestioni, interessando 35.526.337 abitanti. In particolare, come riportato nella tavola 5.2, si rileva che:

- per 109 gestioni, che servono 35.481.210 abitanti, residenti in 4.424 comuni, è stato approvato il relativo schema regolatorio - composto dall'aggiornamento del Programma degli interventi (PdI), del Piano economico finanziario (PEF) e della convenzione di gestione - proposto dai soggetti competenti, previa puntuale verifica dell'Autorità in ordine alla coerenza tra gli obiettivi specifici dai medesimi fissati, gli interventi programmati per il periodo 2016-2019 e il moltiplicatore tariffario teta (θ), come risultante dalle regole per il riconoscimento dei costi efficienti di investimento e di esercizio. I provvedimenti di approvazione dello specifico schema regolatorio, adottati dall'Autorità, interessano il 97% della popolazione del Nord-Est, l'87% degli abitanti del Nord-Ovest, il 58% dei residenti nell'Italia Centrale, mentre la copertura nelle aree del Sud e delle Isole si attesta al 23% (Fig. 5.1);
- per 36 gestioni della Lombardia, con riferimento al biennio 2016-2017 è stata disposta l'invarianza dei corrispettivi (coinvolgendo 45.127 abitanti residenti, ossia lo 0,3% della popolazione del Nord-Ovest), escludendo le stesse dall'aggiornamento tariffario ai sensi dell'art. 10 della delibera 664/2015/R/idr.

Come sintetizzato dalla figura 5.2, i provvedimenti di approvazione ad oggi adottati dall'Autorità, per il periodo 2016-2019, riguardano gestioni che erogano il servizio al 61% della popolazione nazionale, con una copertura pressoché completa in Emilia Romagna, Umbria, Basilicata, Puglia (che hanno

TAV. 5.1

Matrice di schemi regolatori per il secondo periodo regolatorio 2016-2019

$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} \leq \omega$	$\frac{Opex^{2014}}{pop} \leq OPM$	$\frac{Opex^{2014}}{pop} > OPM$	AGGREGAZIONI, VARIAZIONI NEGLI OBIETTIVI O NELLE ATTIVITÀ DEL GESTORE
	Schema I LIMITE DI PREZZO: 6,0%	Schema II LIMITE DI PREZZO: 5,5%	
$\frac{\sum_{2016}^{2019} IP_t^{exp}}{RAB_{MTI}} > \omega$	Schema IV LIMITE DI PREZZO: 8,5%	Schema V LIMITE DI PREZZO: 8,0%	Schema VI LIMITE DI PREZZO: 9,0%

Fonte: Delibera dell'Autorità 664/2015/R/idr.

TAV. 5.2

Popolazione e gestioni interessate dai provvedimenti di approvazione tariffaria adottati dall'AEEGSI per il periodo 2016-2019
Numero di gestioni e di abitanti

REGIONE	GESTIONI		POPOLAZIONE	
	SCHEMI REGOLATORI	TETA 1	SCHEMI REGOLATORI	TETA 1
Abruzzo	2		195.156	
Basilicata	1		574.901	
Calabria				
Campania				
Emilia Romagna	17		4.457.754	
Friuli Venezia Giulia	6		944.967	
Lemene - ATO interregionale	1		137.431	
Lazio	3		4.332.681	
Liguria	8		1.074.199	
Lombardia	21	36	8.332.122	45.127
Marche	6		1.512.696	
Molise				
Piemonte	25		4.377.382	
Puglia	1		4.061.056	
Sardegna				
Sicilia				
Toscana				
Umbria	3		897.783	
Valle d'Aosta				
Veneto	15		4.583.082	
TOTALE	109	36	35.481.210	45.127
	145		35.526.337	

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

delimitato un ambito territoriale ottimale - ATO - unico regionale), in Piemonte, Veneto, Marche e nell'ATO interregionale Lemene.

Con riferimento alle gestioni per le quali l'Autorità non ha ancora adottato le proprie determinazioni, procedendo ad approfondite verifiche istruttorie in ordine ad aspetti specifici rinvenibili nelle proposte ricevute (anche a seguito di invio di diffida ad adempiere), si rammentano:

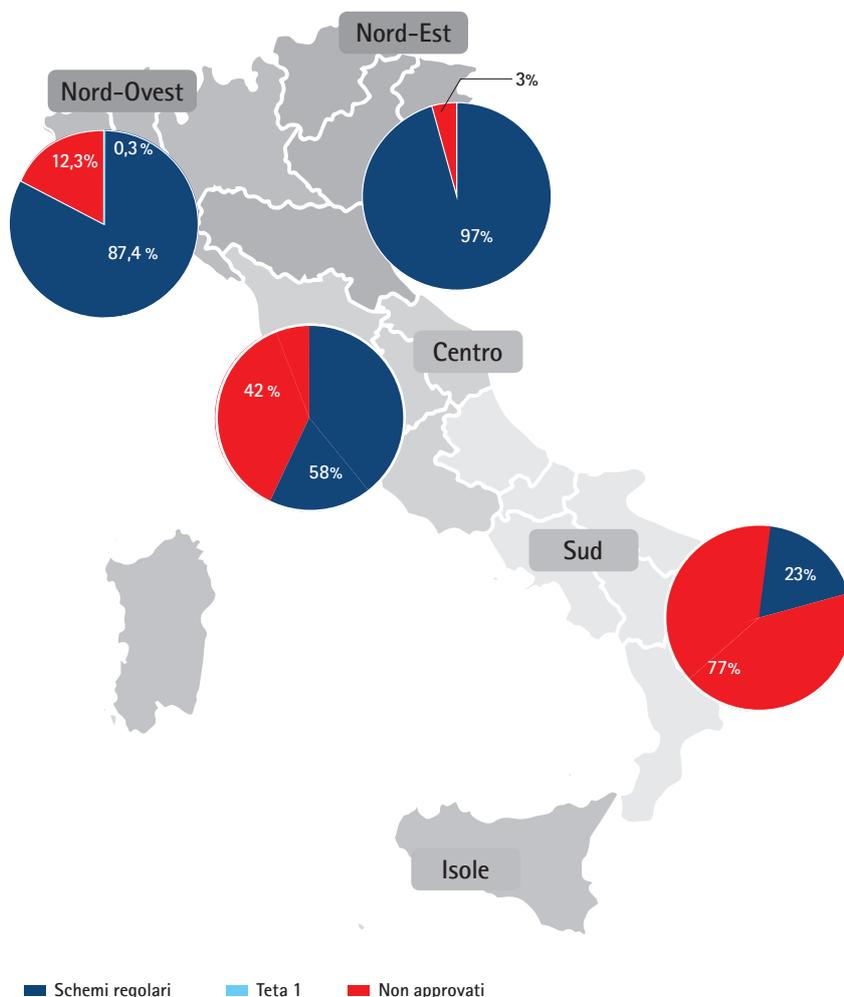
- le realtà in cui le predisposizioni tariffarie in parte si sovrappongono al processo di riordino gestionale teso a perseguire l'unicità della gestione del servizio idrico integrato in attuazione delle norme del decreto legge 12 settembre 2014, n. 133 (c.d. "Sblocca Italia"). Si fa riferimento sia a situazioni in cui il gestore unico, già costituito, risulta ancora in fase di avvio della propria attività (negli ATO della provincia di Savona, nell'ATO-Imperia, nell'ATO-Rieti), sia a casi in cui il percorso di integrazione delle gestioni esistenti risulta ancora in via di definizione (ATO-Unico Calabria);
- le criticità riscontrabili nei contesti gestionali della Campania, che impattano sulle interrelazioni tra le dinamiche tariffarie dei principali operatori della regione, anche nella fornitura all'ingrosso;
- le proposte tariffarie caratterizzate da istanze specifiche (relative ai gestori operanti in Toscana) e quelle riguardanti gestioni in difficoltà economico-finanziaria (operatori dell'ATO-Frosinone e dell'ATO-Unico Sardegna);
- le proposte tariffarie per i casi in cui sono in corso procedimenti sanzionatori collegati al calcolo delle componenti del vincolo ai ricavi del gestore (VRG).

Alla data del 31 maggio 2017, non risultano essere state trasmesse all'Autorità le predisposizioni tariffarie relative

all'ATO-Varese, all'ATO-unico Molise, a taluni ATO della Sicilia e dell'Abruzzo.

FIG. 5.1

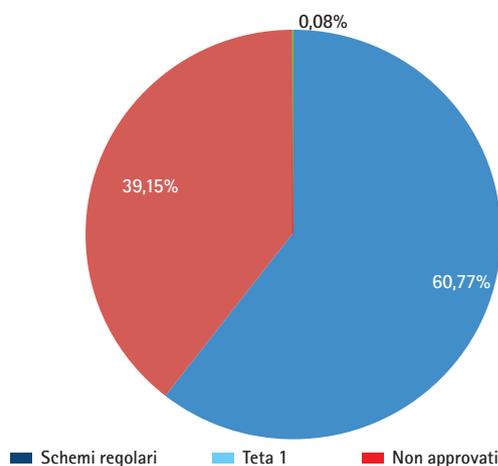
Copertura per macroarea geografica della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie e dalle determinazioni d'ufficio dell'AEEGSI



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.2

Copertura della popolazione interessata dalle approvazioni tariffarie dell'AEEGSI
Periodo 2016-2019



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Caratteristiche degli schemi regolatori approvati dall'Autorità

Come accennato nel precedente paragrafo, sulla base dell'impostazione assunta nell'MTI-2 per il periodo 2016-2019, di cui alla delibera 664/2015/R/idr, l'Autorità per 109 gestioni (che servono 35.481.210 abitanti) ha approvato il relativo schema regolatorio proposto dai soggetti competenti, con un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari al 4,6% nel 2016, al 3,6% nel 2017, al 2,4% nel 2018 e all'1,2% nel 2019.

Nel dettaglio, come rappresentato nella figura 5.3 e nella tavola 5.3, si rileva che:

- per 47 gestioni, le amministrazioni competenti hanno individuato esigenze di investimento contenute rispetto a quanto realizzato in passato, collocandosi negli Schemi I, II e III della matrice di schemi regolatori. Per 11.557.047 abitanti è stata, dunque, approvata una variazione tariffaria media annua del

5,0% nel 2016, del 3,5% nel 2017, dello 0,7% nel 2018 e del -1,0% nel 2019 a fronte di un contenuto fabbisogno di investimenti (rispetto alla *Regulatory Asset Base* - RAB - esistente);

- per 62 gestioni, le amministrazioni competenti hanno, pertanto, programmato un elevato fabbisogno di investimenti rispetto alla valorizzazione delle immobilizzazioni pregresse, collocandosi negli Schemi IV, V e VI. Per 23.924.163 abitanti è stato deliberato un incremento medio delle tariffe, rispetto all'anno precedente, pari a 4,4% nel 2016, a 3,7% nel 2017, a 3,3% nel 2018 e a 2,3% nel 2019, a fronte di un rilevante fabbisogno di investimenti (rispetto alla RAB esistente).

Gli specifici schemi regolatori, a oggi approvati, confermano, dunque, il principale presupposto che ha orientato l'Autorità nell'adozione della nuova regolazione idrica: la rilevante esigenza

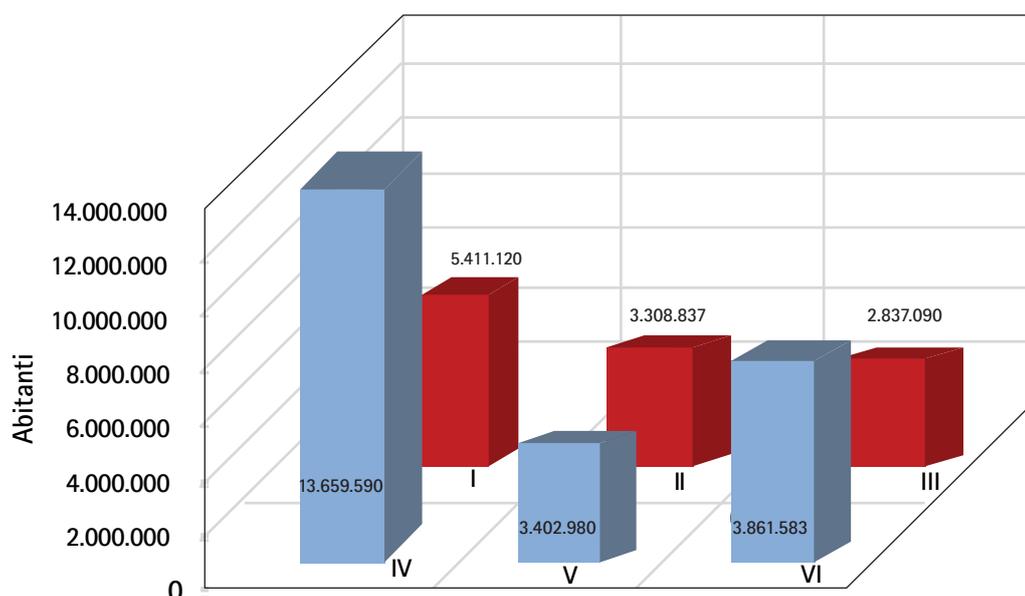


FIG. 5.3

Distribuzione della popolazione per schemi regolatori selezionati dai soggetti competenti
Periodo 2016-2019

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 5.3

Ripartizione regionale delle variazioni tariffarie massime approvate dall'AEEGSI

Periodo 2016-2019

REGIONE	SCHEMI I, II, III						SCHEMI IV, V, VI					
	GESTORI	POPOLAZIONE	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA				GESTORI	POPOLAZIONE	VARIAZIONE TARIFFARIA MEDIA ANNUA			
			2016	2017	2018	2019			2016	2017	2018	2019
Piemonte	13	1.381.723	3,0%	2,7%	-0,9%	1,3%	12	2.995.659	4,4%	1,0%	1,6%	-1,2%
Liguria	4	1.071.058	5,5%	5,2%	-2,4%	-2,2%	4	3.141	2,0%	5,0%	5,5%	-4,5%
Lombardia	6	2.167.454	6,0%	3,7%	0,6%	0,6%	15	6.164.668	4,2%	2,7%	2,0%	1,7%
Veneto	5	1.828.853	4,7%	4,5%	1,0%	-4,7%	10	2.754.229	6,1%	2,2%	1,3%	2,2%
Friuli Venezia Giulia	1	235.154	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%	5	709.813	3,5%	3,5%	3,6%	3,2%
Lemene - ATO interregionale							1	137.431	5,6%	5,0%	4,7%	4,0%
Emilia Romagna	14	3.625.306	5,3%	3,2%	0,7%	-2,5%	3	832.448	6,1%	5,8%	0,5%	0,2%
Umbria	1	228.363	5,5%	5,5%	5,5%	5,5%	2	669.420	5,4%	5,5%	-1,7%	3,1%
Marche	2	444.235	3,8%	2,9%	-0,2%	1,7%	4	1.068.461	4,7%	2,3%	2,5%	2,6%
Lazio							3	4.332.681	1,0%	4,3%	5,4%	5,4%
Abruzzo							2	195.156	4,7%	4,5%	5,7%	3,9%
Basilicata	1	574.901	3,2%	-1,0%	5,9%	1,9%						
Puglia							1	4.061.056	6,6%	7,0%	7,0%	2,6%
TOTALE	47	11.557.047	5,0%	3,5%	0,7%	-1,0%	62	23.924.163	4,4%	3,7%	3,3%	2,3%

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

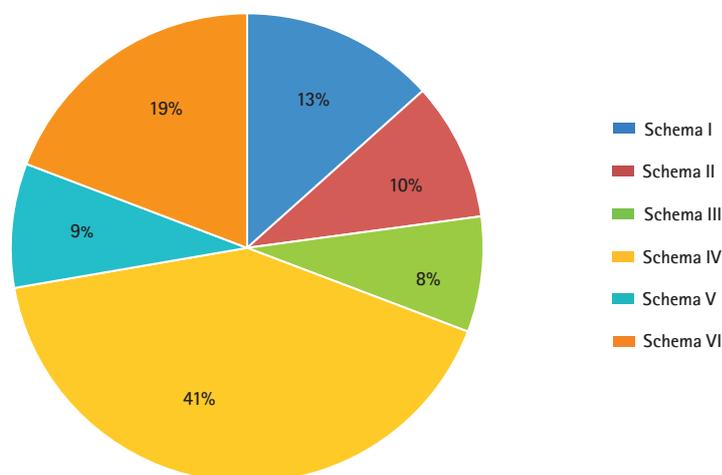
di investimenti, rispetto allo stock di infrastrutture realizzato in passato e incluso nella RAB del settore. Infatti, gli Enti di governo dell'ambito hanno predisposto, per la maggioranza delle gestioni (62 su 109), schemi che prevedono una significativa spesa per

investimenti, collocandosi nello Schema IV (nel quale ricade il 41% della spesa per investimenti pianificata negli specifici schemi regolatori approvati dall'Autorità) (Fig. 5.4), nello Schema V e nello Schema VI della matrice di schemi.

FIG. 5.4

Quota degli investimenti programmati per Quadrante della matrice di schemi regolatori

Periodo 2016-2019

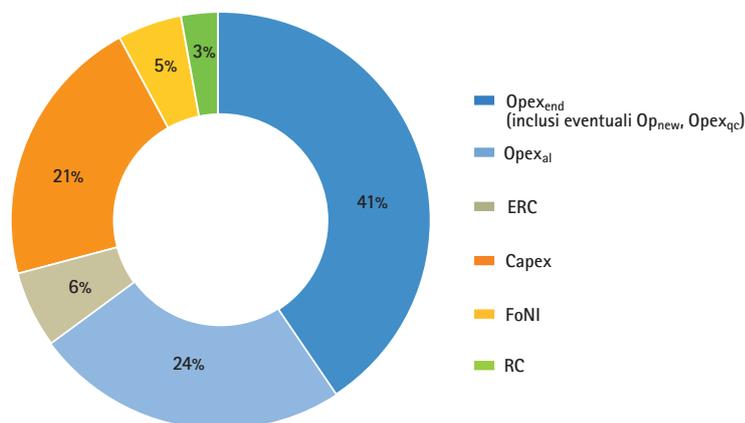


Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore

Le decisioni di approvazione degli specifici schemi regolatori assunte dall'Autorità (alla data del 31 maggio 2017) portano a quantificare, per l'anno 2016, un VRG complessivamente pari a 5,2 miliardi di euro²: la figura 5.5 - confermando sostanzialmente il dato rilevato per gli anni 2014 e 2015 - mostra come:

- il 71% dei costi ritenuti ammissibili a fini tariffari sia destinato alla copertura dei costi operativi, distinti tra: i) costi operativi endogeni³ - efficientabili - *Opex_{end}*, 41%; ii) costi operativi aggiornabili⁴ *Opex_{gl}*, 24%; iii) costi ambientali e della risorsa, *ERC*, 6%;
- il 21% del VRG sia volto alla copertura dei costi delle immobilizzazioni, *Capex*, cui si aggiunge una quota del 5% (*FoNI*) a sostegno degli interventi prioritari individuati nel territorio di pertinenza.



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Nella figura 5.6 si fornisce una rappresentazione della composizione del VRG per volumi erogati nelle diverse aree del Paese. A livello nazionale, si riscontra un VRG per metro cubo erogato, pari in media a 1,87 €/m³, compreso tra il valore medio di 1,58 €/m³ nel Nord-Ovest e il valore medio di 2,10 €/m³ nel Nord-Est. In particolare, si segnala l'incidenza più contenuta della voce afferente ai costi operativi (data dalla somma di *Opex_{end}* e *Opex_{gl}*) nell'area Nord-Ovest (con 0,94 €/m³), mentre la maggior quota di VRG destinata alla copertura dei costi delle immobilizzazioni si registra nel Nord-Est (0,46 €/m³).

Inoltre, come meglio rappresentato nella figura 5.7, le differenze nei costi medi unitari ammessi a riconoscimento tariffario (che spiegano, almeno in parte, l'eterogeneità dei corrispettivi applicati all'utenza di cui si dirà in seguito) sono rinvenibili anche tra i valori minimi e i valori massimi che si registrano nell'ambito della medesima area geografica: a livello nazionale, il VRG per metro cubo di risorsa erogata (in media pari a 1,87 €/m³) varia tra un valore minimo di 0,82 €/m³ e un valore massimo di 2,97 €/m³.

FIG. 5.5

Composizione del vincolo ai ricavi del gestore nel 2016

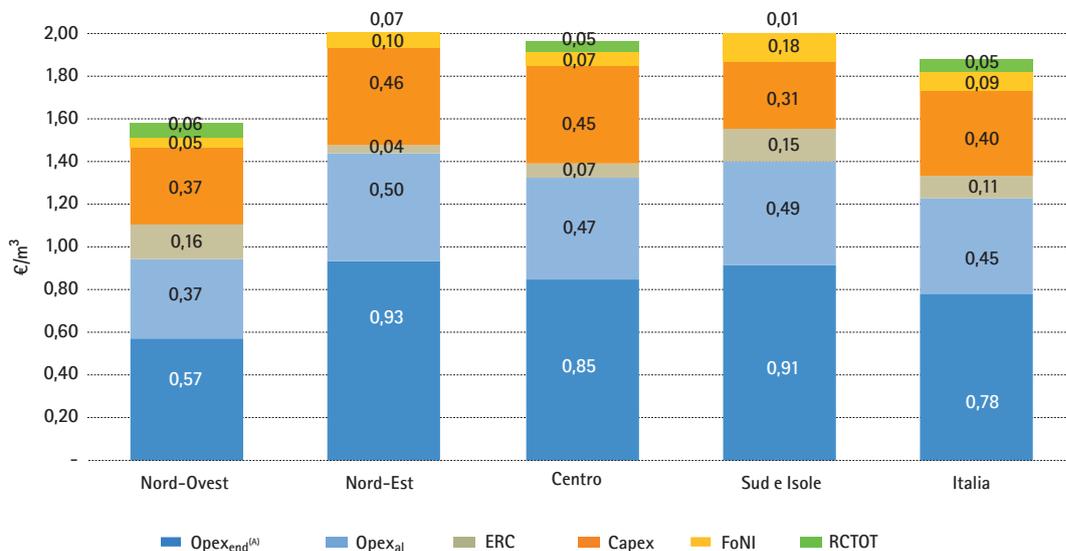
² Il dato si riferisce alle 109 gestioni (che erogano il servizio a 35.481.210 abitanti) interessate dai provvedimenti di approvazione dei pertinenti schemi regolatori da parte dell'Autorità, per il periodo 2016-2019.

³ I costi operativi endogeni includono: la componente di costo calcolata ai fini della determinazione tariffaria 2014; i costi operativi di piano (*Op^{new}*) rivisti dal soggetto competente a seguito di una modifica del perimetro gestionale o delle attività svolte dall'operatore; gli oneri aggiuntivi riconducibili all'adeguamento agli standard di qualità contrattuale introdotti con la delibera 23 dicembre 2015, 655/2015/R/id.

⁴ I costi operativi aggiornabili (*Opex_{gl}*) comprendono i costi dell'energia elettrica, i costi degli acquisti all'ingrosso, nonché altre componenti di costo operativo (tra cui spese di funzionamento dell'Ente di governo dell'ambito, oneri di morosità calcolati in modo parametrico secondo quanto disposto dall'Autorità, oneri locali).

FIG. 5.6

Valore unitario del vincolo ai ricavi del gestore per macroarea geografica nel 2016

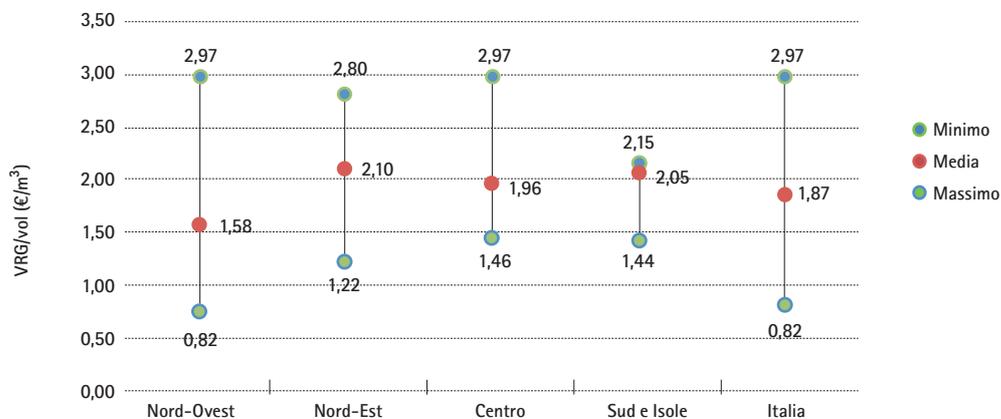


(A) Include eventuali $Opex_{qc}$.

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.7

Eterogeneità dei costi unitari del servizio per area geografica nel 2016



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Una esaustiva valutazione delle grandezze economiche riportate nelle figure 5.6 e 5.7 richiederebbe, tuttavia, una serie di approfondimenti specifici in ordine alle caratteristiche geomorfologiche

e demografiche dei territori interessati, nonché una verifica sulle grandezze tecniche, inclusi i valori di consumo per utente e la loro dinamica.

Variazioni tariffarie e investimenti

Con specifico riferimento al 2016, nel complesso i provvedimenti dell'Autorità - aventi a oggetto l'approvazione di proposte tariffarie e l'esclusione dall'aggiornamento - portano a quantificare, a livello nazionale, una variazione media dei corrispettivi applicati all'utenza, rispetto all'anno precedente, pari al 4,57%. Le variazioni registrate nelle diverse aree del Paese sono eterogenee: si segnala, infatti, un incremento delle tariffe pari al 6,09% nel Sud, al 5,39% nel Nord-Est, al 4,51% nel Nord-Ovest e al 2,38% nel Centro (Fig. 5.8).

Nella *Relazione Annuale* del 2015, era stato già sottolineato come «gli investimenti quantificati (al netto dei contributi pubblici) - in particolare per gli anni 2014 e 2015 - [...] evidenziano una crescita rispetto agli investimenti consuntivati [...] per il biennio 2012-2013. Nel complesso, con riferimento a circa 2/3 della popolazione nazionale, la spesa per investimenti in infrastrutture idriche passa da 961 milioni di euro nel 2012 a 1,49 miliardi di euro nel 2015, con un incremento complessivo del 55% tra le due annualità considerate»⁵.

Sulla base dei dati comunicati dai soggetti competenti per

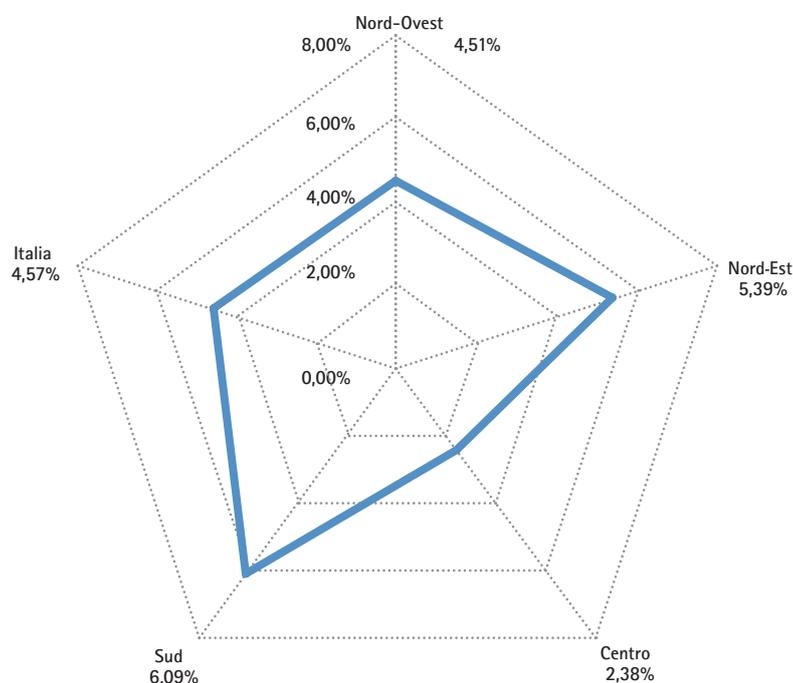


FIG. 5.8

Variazione media per macroarea dei corrispettivi applicati all'utenza nel 2016

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

⁵ Per gli anni 2013 e 2014 la spesa per investimenti pianificata risultava, rispettivamente, pari a 0,93 miliardi di euro e a 1,20 miliardi di euro.

130 gestori (che erogano il servizio a 46.663.760 abitanti), nell'ambito delle proposte tariffarie per il secondo periodo regolatorio, l'Autorità ha condotto specifici approfondimenti volti ad accertare l'effettiva realizzazione degli investimenti previsti per gli anni 2014 e 2015, anche con l'obiettivo di confermare la corretta collocazione nella matrice di schemi regolatori *pro tempore* vigente. Le verifiche compiute con riferimento ai costi delle immobilizzazioni computati in tariffa hanno evidenziato uno scostamento tra la spesa effettiva per investimenti e il fabbisogno pianificato, portando a quantificare un tasso di realizzazione degli interventi programmati pari all'81,5% per il 2014 e al 78,2% per il 2015 (tenuto conto che parte della spesa sostenuta è stata destinata al completamento delle opere classificate come "lavori in corso").

Tra le gestioni per le quali era stato pianificato un rilevante fabbisogno di investimenti nel biennio 2014-2015 (rispetto alla media), si distinguono quelle - come i più grandi operatori del Centro Italia - che hanno sostenuto una spesa per investimenti in linea con le previsioni elaborate in sede di predisposizione tariffaria formulata ai sensi della delibera 643/2013/R/idr, ed altre (operanti in Piemonte, Lombardia, Puglia) per le quali gli Enti di governo dell'ambito hanno evidenziato uno scostamento rispetto alla programmazione effettuata in ragione, nella generalità dei casi, di ritardi nell'acquisizione delle previste autorizzazioni da parte delle diverse amministrazioni competenti, di allungamenti delle tempistiche per addivenire all'efficacia delle aggiudicazioni dei lavori, di ritardi nell'iter di verifica e adeguamento dei progetti redatti dagli appaltatori. Situazioni peculiari si sono poi riscontrate, a titolo esemplificativo, per il gestore Metropolitana Milanese (per il quale il relativo soggetto competente ha messo in luce la necessità di recuperare gli interventi pianificati per il biennio 2014-2015 ma non ancora

realizzati principalmente a causa del blocco dei lavori imposti dall'Amministrazione nel periodo EXPO 2015) e per il gestore Acquedotto Pugliese (per il quale l'Ente di governo ha evidenziato di aver programmato di recuperare il ritardo nella realizzazione degli investimenti precedentemente previsti, in particolare, nelle annualità 2017 e 2018, anno, quest'ultimo, di scadenza dell'affidamento⁶).

Tuttavia, in esito agli approfondimenti compiuti, i richiamati scostamenti non sono stati valutati in alcun caso di entità tale da pregiudicare - con riferimento alle determinazioni tariffarie per gli anni 2014 e 2015 - la collocazione nell'ambito della matrice di schemi regolatori di cui alla delibera 643/2013/R/idr.

Peraltro, con riferimento al secondo periodo regolatorio, i Pdl trasmessi all'Autorità⁷ portano a quantificare, per il quadriennio 2016-2019, una spesa per investimenti da finanziare attraverso tariffa pari a 7,8 miliardi di euro, attestandosi, in termini *pro capite*, a 167 €/abitante a livello nazionale, con valori pari a 207 €/abitante nel Centro, a 176 €/abitante nel Nord-Est e a 164 €/abitante nel Nord-Ovest. Si confermano, invece, più contenute le risorse destinate dalla tariffa agli interventi infrastrutturali nel Sud e nelle Isole, aree in cui, nel quadriennio considerato, sono stati programmati investimenti pari a 121 €/abitante. In più occasioni, tuttavia, si è sottolineato come in una serie di realtà analizzate con riferimento a queste aree del Paese, si sia riscontrata una apprezzabile disponibilità di fondi pubblici da destinare alle infrastrutture idriche, sebbene non sia stato ancora possibile verificare puntualmente l'efficacia di simili previsioni (Fig. 5.9).

Con riferimento al medesimo campione di gestori (che servono 46.663.760 abitanti), gli investimenti programmati per il quadriennio 2016-2019 - considerando anche le previsioni in ordine alla disponibilità di finanziamenti pubblici per

6 In questo caso l'Autorità ha prescritto forme di monitoraggio più dettagliate e puntuali sull'effettuazione degli interventi previsti, al fine di evitare il procrastinarsi di una situazione che potrebbe generare ulteriori ritardi nell'esecuzione delle opere necessarie.

7 Si considera il campione dei 130 gestori (che erogano il servizio a 46.663.760 abitanti) per i quali la proposta tariffaria è stata trasmessa all'Autorità, ancorché, per taluni di questi, non si sia ancora completato il relativo procedimento istruttorio.

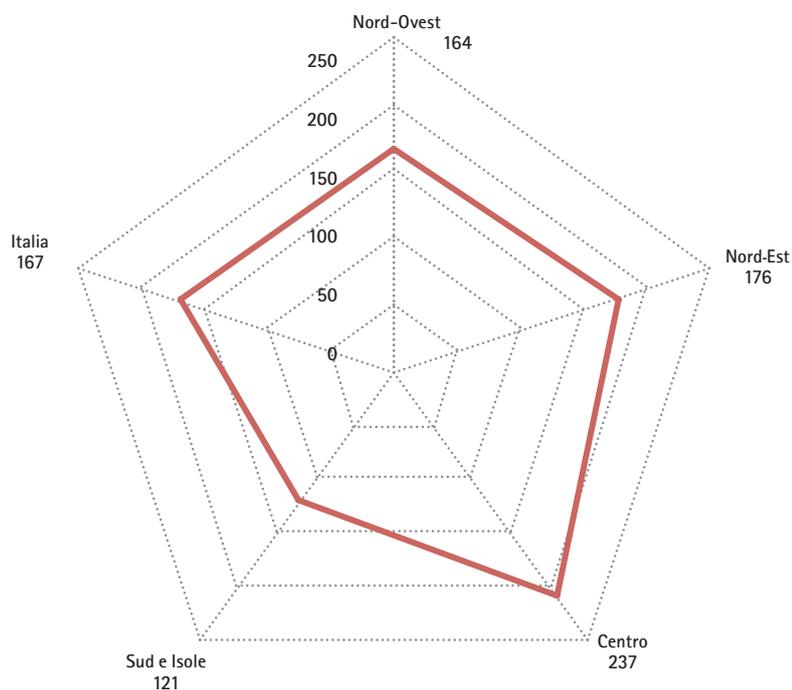


FIG. 5.9

Investimenti pro capite netti per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019

Σ IPexp (2016-2019) *pro capite* in €/abitate

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

la realizzazione di infrastrutture idriche (stimata pari 2,2 miliardi di euro per l'intero periodo) – risultano, in termini *pro capite*, pari a 214 €/abitate a livello nazionale, potendosi distinguere il valore più elevato nel Sud e Isole, con 246 €/

abitate (Fig. 5.10).

Tenuto conto delle citate previsioni in ordine alla disponibilità di fondi pubblici, la spesa per investimenti, in termini assoluti, ammonta complessivamente a 9,9 miliardi di euro

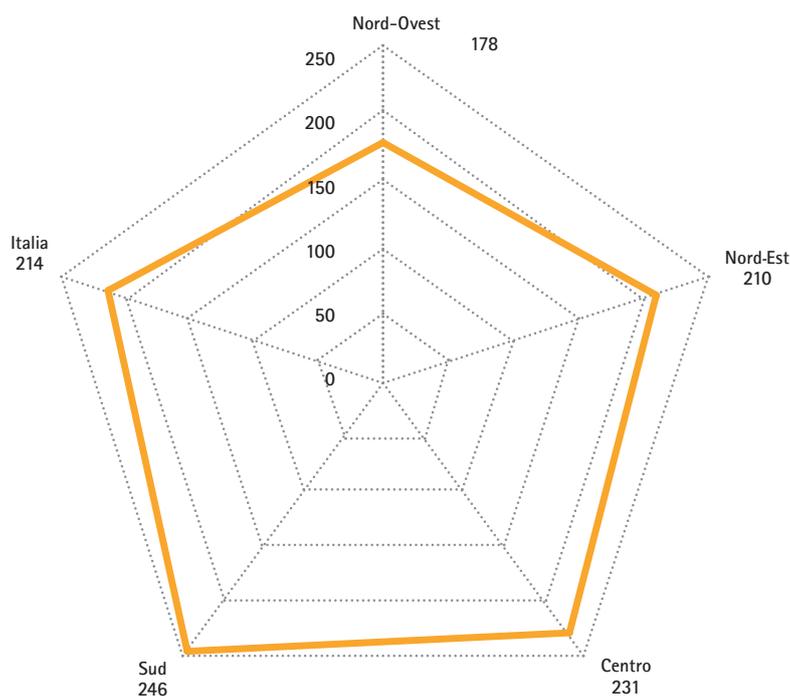


FIG. 5.10

Investimenti pro capite lordi per macroarea pianificati per il quadriennio 2016-2019

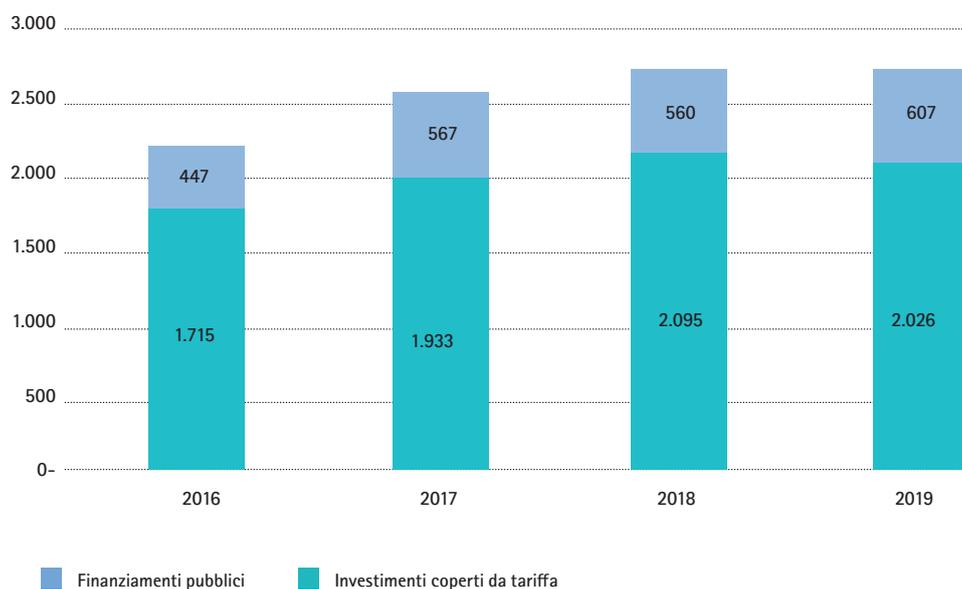
Totale investimenti lordi 2016-2019 in €/abitate

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.11

Investimenti complessivi pianificati per il quadriennio 2016-2019

Fabbisogno di investimenti pianificato in M€



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

per il quadriennio, passando da 2,2 miliardi di euro nel 2016, a 2,5 miliardi di euro nel 2017 a oltre 2,6 miliardi di euro in ciascuna delle annualità 2018 e 2019 (Fig. 5.11). Estendendo l'analisi sulla base della popolazione residente nel Paese, il fabbisogno di investimenti per il comparto idrico nel periodo 2016-2019 è stimabile pari a 12,7 miliardi di euro (corrispondenti a circa 3,2 miliardi di euro in ciascuna annualità del quadriennio).

Alla luce delle richiamate previsioni di investimento (sulla cui

effettiva realizzazione l'Autorità effettuerà le necessarie verifiche ai sensi del comma 11.1 dell'Allegato A della delibera 664/2015/R/idr), è possibile condurre una valutazione della RAB del settore idrico, comprendente sia quella dei gestori sia quella dichiarata dai cosiddetti proprietari. La figura 5.12 mostra il trend di crescita del valore delle infrastrutture idriche nel periodo 2016-2019: si rilevano i valori di 15,7 miliardi di euro nel 2016 e di 18,4 miliardi di euro nel 2019, con un incremento del 17% a livello nazionale.

FIG. 5.12

Dinamica della RAB nel quadriennio 2016-2019

Miliardi di €



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Articolazione dei corrispettivi e spesa media dell'utenza domestica per il servizio idrico integrato

Sulla base delle informazioni fornite ai fini della determinazione delle tariffe per il secondo periodo regolatorio, è possibile condurre un approfondimento sulle articolazioni tariffarie definite dagli Enti di governo dell'ambito per gli usi domestici (che, come illustrato nella figura 5.13, rappresentano la percentuale più consistente dei consumi idrici, pari in media al 73% a livello nazionale⁸), nonché sulla spesa

sostenuta da un'utenza domestica tipo per il servizio idrico integrato. I dati raccolti permettono una illustrazione *evidence-based* della eterogeneità dei corrispettivi che caratterizza il comparto idrico. Dall'analisi condotta sulle strutture dei corrispettivi per l'anno 2015, con riferimento a un campione di 86 gestioni (che erogano il servizio idrico integrato a oltre 33 milioni di abitanti) (Tav. 5.4), emerge chiaramente la differenziazione delle tariffe applicate sul territorio servito, potendosi riscontrare più bacini tariffari relativi ad un medesimo operatore⁹.

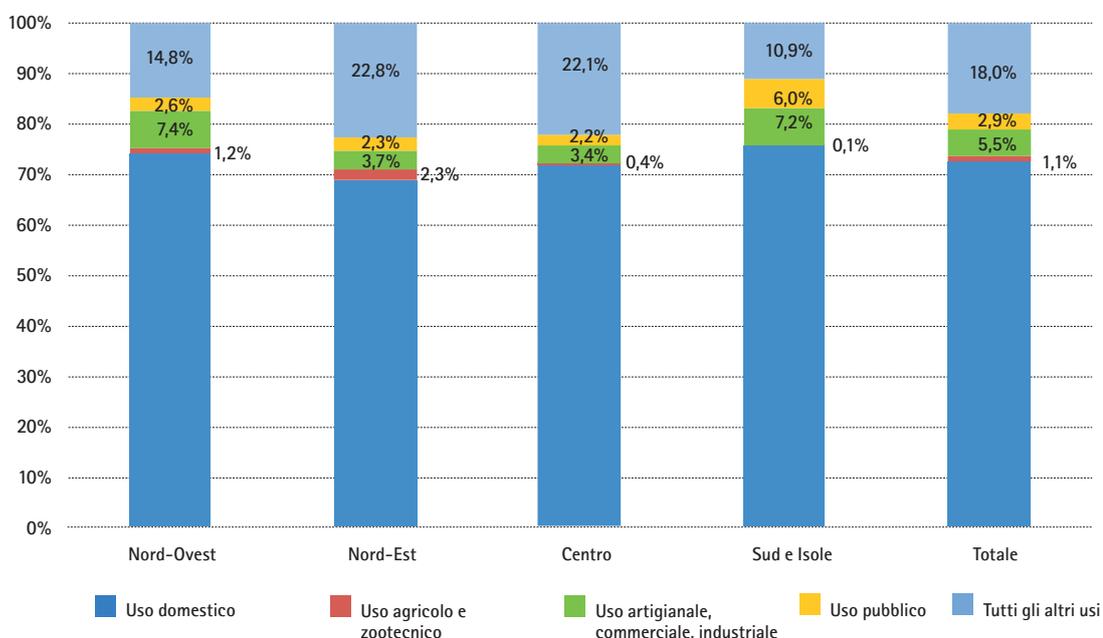


FIG. 5.13

Incidenza dei volumi erogati per uso nel 2015

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

AREA GEOGRAFICA	ATO/SUB ATO	POPOLAZIONE	GESTIONI	BACINI TARIFFARI
Nord-Ovest	15	9.890.570	33	172
Nord-Est	20	9.868.219	34	62
Centro	13	8.047.605	13	25
Sud e Isole	6	5.593.969	6	8
TOTALE	54	33.400.363	86	267

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 5.4

Campione di riferimento
Numero di abitanti, gestioni e bacini tariffari

⁸ Il campione di riferimento è composto da 86 gestioni (che erogano il servizio idrico integrato a oltre 33 milioni di abitanti).

⁹ Per un'analisi dettagliata si rinvia al documento per la consultazione 13 aprile 2017, 251/2017/R/idr, recante *Criteri di articolazione tariffaria applicata agli utenti dei servizi idrici. Inquadramento generale e primi orientamenti*.

Nella generalità dei casi, i corrispettivi praticati alle utenze domestiche residenti vengono articolati nelle seguenti componenti:

- una quota fissa, indipendente dal consumo, espressa in euro all'anno;
- una quota variabile, proporzionale al consumo misurato in metri cubi, e configurata come segue:
 - quota variabile delle tariffe del servizio di acquedotto, articolata in scaglioni di consumo ai quali applicare tariffe unitarie crescenti;
 - quota variabile delle tariffe del servizio di fognatura, proporzionale al consumo e non modulata per scaglioni;
 - quota variabile delle tariffe del servizio di depurazione, proporzionale al consumo e non modulata per scaglioni.

Per la componente variabile del servizio di acquedotto, escludendo dal campione di riferimento le otto gestioni che utilizzano un'articolazione commisurata anche al numero di componenti del nucleo

domestico, la successiva tavola 5.5 evidenzia la differenziazione tra i criteri di articolazione adottati nel determinare le fasce di consumo per l'annualità 2015: in media, la soglia di consumo massimo fatta rientrare nel I scaglione è pari a 90 m³ (valore compreso tra un minimo di 21 m³ e un massimo di 151 m³), mentre la soglia inferiore di consumo relativa all'ultimo scaglione è pari a 308 m³ (compresa tra un valore minimo di 146 m³ e un valore massimo di 402 m³).

Nella tavola 5.6 sono riportati i valori medi delle tariffe per i singoli scaglioni, che passano da 0,37 €/m³ per la prima fascia di consumo (variando tra un minimo di 0,00 €/m³ e un massimo di 0,965 €/m³) a 2,48 €/m³ per l'ultimo scaglione. I dati messi a disposizione per il medesimo campione di gestori consentono di ricavare informazioni sulla struttura dei consumi per i cinque scaglioni in cui la quota variabile può essere articolata. Per il 2015, al 56% dei consumi domestici residenti viene applicata la tariffa relativa al I scaglione, e al 28% la tariffa associata al II scaglione, mentre il 16% dei consumi si distribuisce tra i tre scaglioni successivi (c.d. "fasce di eccedenza").

Come sopra anticipato, alle tariffe dei servizi di fognatura e

TAV. 5.5

Volumi degli scaglioni tariffari del servizio di acquedotto nel 2015

	I SCAGLIONE CLASSE DI CONSUMO (m ³)		II SCAGLIONE CLASSE DI CONSUMO (M ³)		III SCAGLIONE CLASSE DI CONSUMO (M ³)		IV SCAGLIONE CLASSE DI CONSUMO (M ³)		V SCAGLIONE CLASSE DI CONSUMO (M ³)
	DA	A	DA	A	DA	A	DA	A	DA
Media ponderata della popolazione	0	90	91	149	150	217	218	307	308
Max	0	151	152	275	276	301	302	401	402
Min	0	21	22	49	50	97	98	145	146
Popolazione residente (ab.)	30.048.907		30.048.907		29.050.010		26.115.644		17.142.419

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati del sistema di monitoraggio QuEEN.

TAV. 5.6

Tariffe unitarie degli scaglioni del servizio di acquedotto nel 2015

	TARIFFA UNITARIA (€/m ³)				
	I SCAGLIONE	II SCAGLIONE	III SCAGLIONE	IV SCAGLIONE	V SCAGLIONE
Media ponderata della popolazione				1,796	2,484
Max	0,965	1,479	3,010	4,485	5,340
Min	0,000	0,274	0,360	0,360	0,360
Volumi (m ³)	912.526.749	461.469.860	159.678.356	74.173.058	23.844.815
Incidenza volumi per scaglione	56%	28%	10%	5%	1%
POPOLAZIONE RESIDENTE (ABITANTI)	30.048.907		29.050.010		26.115.644

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

depurazione (Tav. 5.7), in genere, non risultano applicati degli scaglioni di consumo (come accade in 70 delle 86 gestioni del campione di riferimento). Le tariffe per il servizio di fognatura nel panel selezionato variano da un minimo di 0,04 €/m³ a un massimo di 0,50 €/m³, con una tariffa media di 0,19 €/m³. Nel servizio di depurazione il valore medio della tariffa applicata si attesta a 0,50 €/m³, compreso tra un minimo di 0,15 €/m³ e un massimo di 0,79 €/m³. L'eterogeneità dei corrispettivi emerge anche in relazione alla quantificazione delle quote fisse. Come mostra la tavola 5.8, la parte fissa del corrispettivo praticato alle utenze domestiche per il servizio idrico integrato si caratterizza per una elevata variabilità tra i bacini tariffari considerati, presentando - a fronte di un valore medio pari a 16,51 €/anno - un valore minimo di 0,00 €/anno e un valore massimo di 98,56 €/anno.

La spesa che un'utenza domestica residente tipo (famiglia di tre

persone, con consumo annuo pari a 150 m³) ha sostenuto nel 2016 può essere ricavata moltiplicando le quote fisse e variabili dell'articolazione tariffaria riferita al 2015 per il moltiplicatore tariffario Θ riferito al 2016 che l'Autorità approva in applicazione dell'MTI per il secondo periodo regolatorio (MTI-2).

Ampliando il campione di riferimento rappresentato nella precedente tavola 5.4 e considerando complessivamente 102 gestioni (che erogano il servizio a 37.931.369 abitanti¹⁰), si rileva (Tav. 5.9) che per l'annualità 2016, la spesa media annua (comprensiva di IVA al 10%), a livello nazionale, risulta pari a 291 €/anno¹¹ (circa 1,94 €/m³), con un valore più contenuto nel Sud e Isole (284 €/anno) e più elevato nel Centro (344 €/anno). Si noti come l'esborso più consistente per l'utenza domestica tipo è rinvenibile proprio nella macroarea del Paese in cui, come illustrato nella precedente figura 5.9, i soggetti competenti hanno programmato, per il periodo

	QUOTA VARIABILE FOGNATURA	QUOTA VARIABILE DEPURAZIONE
Media ponderata della popolazione	0,186	0,505
Max	0,504	0,791
Min	0,043	0,150
Popolazione residente (abitanti)	27.690.587	

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

	QUOTA FISSA SII
Media ponderata della popolazione	16,512
Max	98,560
Min	0,000
Popolazione residente (abitanti)	21.824.140

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 5.7

Valori dello scaglione tariffario unico di fognatura e depurazione nel 2015
€/m³

TAV. 5.8

Valori della quota fissa nel servizio idrico integrato nel 2015
€/anno

¹⁰ Si tenga conto che per 18 gestioni del campione, che servono una popolazione di 8,1 milioni di abitanti, i moltiplicatori tariffari proposti dal soggetto competente sono ancora in fase di specifica istruttoria ai fini dell'approvazione da parte dell'Autorità.

¹¹ Si tratta di un valore non comparabile con i 249 €/anno pubblicati nella tavola 5.9 della *Relazione Annuale* dello scorso anno, in quanto calcolato su una popolazione di riferimento più ampia. La spesa media annua risulta cresciuta, rispetto al 2015, del 4,6%, dato che si ottiene ricalcolando il valore della spesa media annua nel 2015 sulla base del campione utilizzato quest'anno.

TAV. 5.9

Spesa media annua per il servizio idrico integrato nel 2016

Spesa media (inclusa IVA) per consumi annuali di 150 m³

AREA GEOGRAFICA		SPESA ANNUA 2016 (€/anno)	SPESA UNITARIA 2016 (€/m ³)
Nord-Ovest	Media ponderata della popolazione	238,8	1,59
	Max	476,0	3,17
	Min	112,2	0,75
Nord-Est	Media ponderata della popolazione	295,0	1,97
	Max	410,5	2,74
	Min	180,9	1,21
Centro	Media ponderata della popolazione	343,5	2,29
	Max	494,2	3,29
	Min	229,2	1,53
Sud e Isole	Media ponderata della popolazione	284,2	1,89
	Max	429,1	2,86
	Min	169,2	1,13
TOTALE	Media ponderata della popolazione	290,9	1,94
	Max	494,2	3,29
	Min	112,2	0,75

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

2016-2019, una maggiore spesa *pro capite* per investimenti da finanziare attraverso tariffa.

Come rappresentato anche nella figura 5.14, la bolletta dell'utenza domestica presenta una elevata variabilità anche nell'ambito della medesima area geografica, riflettendo la già discussa eterogeneità dei costi unitari del servizio evidenziata nella precedente figura 5.7. A titolo esemplificativo, nel Nord-Ovest la famiglia tipo con consumo di 150 m³/anno è chiamata a sostenere un esborso annuale per il servizio idrico pari a 239 €/anno, valore compreso tra un minimo di 112 €/anno e un massimo di 476 €/anno.

Considerando le diverse voci che compongono il corrispettivo

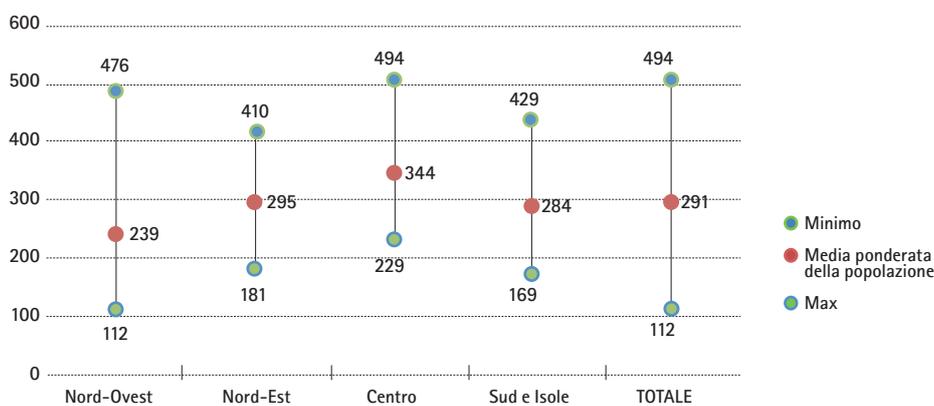
pagato dagli utenti domestici per consumi annui di 150 m³ (Tav. 5.10), si osserva come il 39% della bolletta idrica sia imputabile al servizio di acquedotto, per il quale si spendono a livello nazionale 115 €/anno.

La spesa media nazionale per i servizi di fognatura e depurazione ammonta, rispettivamente, a 38 €/anno e a 85 €/anno, facendo registrare i valori più contenuti nel Sud e Isole. Ciò trova giustificazione nel fatto che, come detto in precedenza, in tali aree si rileva una apprezzabile disponibilità di fondi pubblici da destinare alle infrastrutture idriche per il collettamento e la depurazione dei reflui.

FIG. 5.14

Variabilità della spesa media annua nel 2016

€ per consumi annuali di 150 m³



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

TAV. 5.10

Componenti della spesa media per area geografica nel 2016

€/anno

AREA GEOGRAFICA	SPESA PER CONSUMI DI 150 m ³ /anno					TOTALE SII
	ACQUEDOTTO	FOGNATURA	DEPURAZIONE	QUOTA FISSA	IVA	
Nord-Ovest	87,1	31,5	78,7	19,8	21,7	238,8
Nord-Est	110,2	40,2	92,4	25,4	26,8	295,0
Centro	127,4	48,9	95,2	40,8	31,2	343,5
Sud e Isole	133,9	28,7	72,1	23,7	25,8	284,2
TOTALE	114,6	37,5	84,5	27,8	26,4	290,9

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

Aspetti tecnici e infrastrutturali del servizio

I dati relativi all'anno 2015, forniti in risposta alla terza edizione della *Raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII*, avviata dall'Auto-rità con la determina 6 dicembre 2016, 5/2016 – DSID¹², consentono di rappresentare lo stato delle infrastrutture del Sistema idrico integrato (SII) nel Paese, valutando anche la rilevanza e l'incidenza nelle differenti aree territoriali. Il confronto di tali dati con quelli relativi agli anni precedenti, ed in particolare all'anno 2014 (raccolta avviata con la determina 16 febbraio 2016, 1/2016 – DSID), permette, inoltre, di migliorare la significatività dei dati raccolti.

Le informazioni trasmesse – di cui viene in questa sede illustrata una sintesi suddivisa per servizio – sono state inviate dai gestori operanti sul territorio nazionale e validate dai relativi Enti di governo dell'ambito¹³, con un grado di copertura, in termini di popolazione residente,

pari all'83% per il servizio di acquedotto, al 79% per il servizio di fognatura e all'82% per il servizio di depurazione¹⁴.

Tali valutazioni sono supportate dall'analisi dei Pdl trasmessi nell'ambito delle predisposizioni tariffarie per il secondo periodo regolatorio, conformemente a quanto disposto dalla determina 30 marzo 2016, 2/2016 – DSID¹⁵. Da tale analisi¹⁶ sono emerse informazioni sulla distribuzione degli investimenti e sulle carenze riscontrate nelle varie attività della filiera, evidenziando la presenza di situazioni di criticità. Sulla base degli interventi previsti dai Pdl analizzati per il quadriennio 2016-2019, le aree di criticità che richiedono maggiori investimenti¹⁷ risultano concentrarsi soprattutto nei servizi di depurazione e di fognatura, oggetto di infrazioni europee¹⁸, seguiti dal servizio di distribuzione di acqua (Fig. 5.15).

¹² La citata raccolta dati è finalizzata, tra l'altro, a fornire una rappresentazione della situazione infrastrutturale del servizio idrico integrato e dello stato dei servizi che lo compongono, proseguendo nell'aggiornamento e nel consolidamento delle precedenti raccolte dati.

¹³ La validazione dei dati da parte dell'Ente di governo dell'ambito ha interessato gestioni che servono oltre l'80% del campione.

¹⁴ Per il servizio di acquedotto, il grado di copertura del panel di riferimento varia tra il 67% delle Isole e il 93% del Nord-Ovest e del Centro. Il grado di copertura del panel è poi compreso, con riferimento al servizio di fognatura, tra il 57% del Sud e delle Isole e il 93% del Centro; mentre, con riferimento al servizio di depurazione, tra il 50% delle Isole e il 94% del Nord-Ovest.

¹⁵ Cfr. il Volume II di questa *Relazione Annuale*.

¹⁶ L'analisi è stata effettuata su un campione di Pdl predisposti ai sensi dell'MTI-2, con copertura della popolazione italiana residente pari al 63,5%.

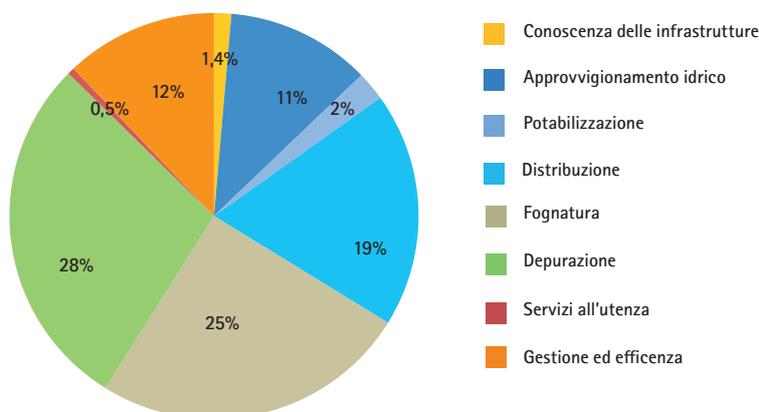
¹⁷ Investimenti programmati al lordo dei contributi.

¹⁸ Si riscontrano tre procedure di infrazione promosse dalla Commissione europea per mancato adempimento agli obblighi derivanti dalla direttiva 91/271/CEE:

- la procedura 2004/2034, in relazione alla quale vi è stato il deferimento dell'Italia alla Corte di Giustizia europea nel dicembre 2010 e la successiva condanna con sentenza 19 luglio 2012 in causa C-565/10;
- la procedura 2009/2034 (causa C-85/13), con riferimento alla quale l'Italia è stata condannata con sentenza del 10 aprile 2014;
- la procedura 2014/2059, con riferimento alla quale il parere motivato del 26 marzo 2015 ha confermato il contenzioso per 817 agglomerati.

FIG. 5.15

Distribuzione degli investimenti programmati
Periodo 2016-2019



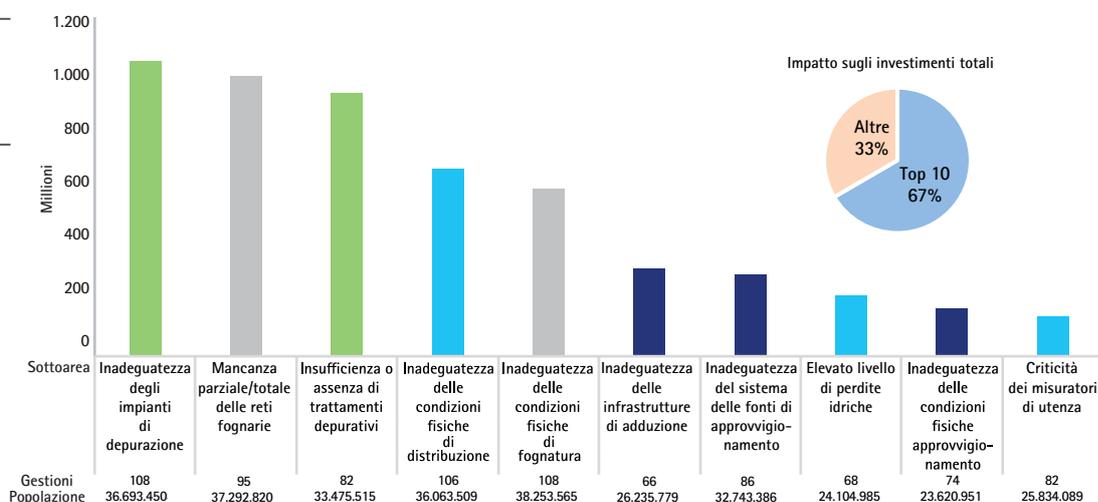
Fonte: Elaborazione AEEGSI sui Pdl.

Esaminando nel dettaglio gli investimenti lordi programmati all'interno di ciascuna area¹⁹ (Fig. 5.16), si evidenzia che:

- le prime dieci criticità in termini di investimenti programmati coprono da sole oltre il 65% del totale del fabbisogno di investimenti esplicitato nei Pdl; tra esse prevalgono le criticità relative alla depurazione (37%), cui seguono la fognatura (30%) e la distribuzione (20%);
- le criticità maggiormente rappresentate riferite all'attività di depurazione sono riconducibili all'assenza del servizio in alcune aree del territorio gestito e all'inadeguatezza in termini di obsolescenza impiantistica e incompletezza dei trattamenti, ove presenti, per garantire l'assoluto rispetto dei limiti di scarico previsti dalle norme vigenti. A ciò si ricollega l'eccessiva frammentazione del servizio, con frequente presenza di impianti di dimensioni poco efficienti;
- la necessità di raggiungere la copertura totale della popolazione costituisce ancora oggi la criticità più rilevante nella gestione del servizio di fognatura, oltre alla vetustà e all'inadeguatezza fisica dell'infrastruttura;
- per quanto riguarda le attività di distribuzione, le criticità più rilevanti attengono all'inadeguatezza delle reti e degli impianti, dovuta principalmente alla vetustà e allo scarso tasso di rinnovo;

FIG. 5.16

Criticità che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti



Fonte: Elaborazione AEEGSI sui Pdl.

¹⁹ L'analisi fa riferimento alle c.d. "sotto aree", definite nell'Allegato 1 alla determina 2/2016 – DSID.

a tale inadeguatezza si ricollega l'elevato livello di perdite idriche, indicate anch'esse tra le criticità con maggiore fabbisogno di investimenti;

- altre problematiche di rilievo sono, infine, l'inadeguatezza delle infrastrutture di adduzione e l'insufficienza del sistema delle fonti di approvvigionamento.

Acquedotto

Il servizio di acquedotto è costituito dall'insieme delle operazioni di realizzazione, gestione e manutenzione delle infrastrutture di captazione, adduzione, potabilizzazione e distribuzione della risorsa idrica, comprendendo anche le attività legate alla fornitura e alla gestione delle utenze finali, inclusa la misura dei volumi consegnati.

Caratteristiche delle infrastrutture

Con riferimento alla tipologia delle condotte della rete principale di acquedotto (adduzione e distribuzione, allacci esclusi), sulla base dei dati raccolti si evidenzia la suddivisione (Fig. 5.17) tra reti di distribuzione, che costituiscono quasi l'80% della rete nazionale, e reti di adduzione, che riguardano oltre il 20% del totale. Il peso delle reti di adduzione è maggiore nel Sud Italia e nelle Isole, dove si

concentrano le maggiori infrastrutture di trasporto, mentre è meno significativo nel Nord Italia.

L'analisi dei materiali utilizzati per la rete di acquedotto mostra dati del tutto analoghi a quelli relativi all'anno 2014, con la prevalenza di reti in acciaio/ferro (34%), cui seguono quelle in materiale sintetico (30%) e in ghisa (18%). Permane inoltre, come elemento di potenziale criticità, un 9% circa di condotte in cemento e amianto.

Anche i dati sull'età di posa delle condotte di adduzione e distribuzione (Fig. 5.18), per i quali il campione a disposizione risulta tuttavia limitato²⁰, sono analoghi a quelli relativi all'anno 2014, rappresentando una rete acquedottistica complessivamente vetusta, con il 22% delle condotte di età superiore ai 50 anni, a fronte di una vita utile considerata ai fini regolatori pari a 40 anni (cfr. l'MTI-2), seppure in leggero miglioramento rispetto ai dati precedentemente forniti.

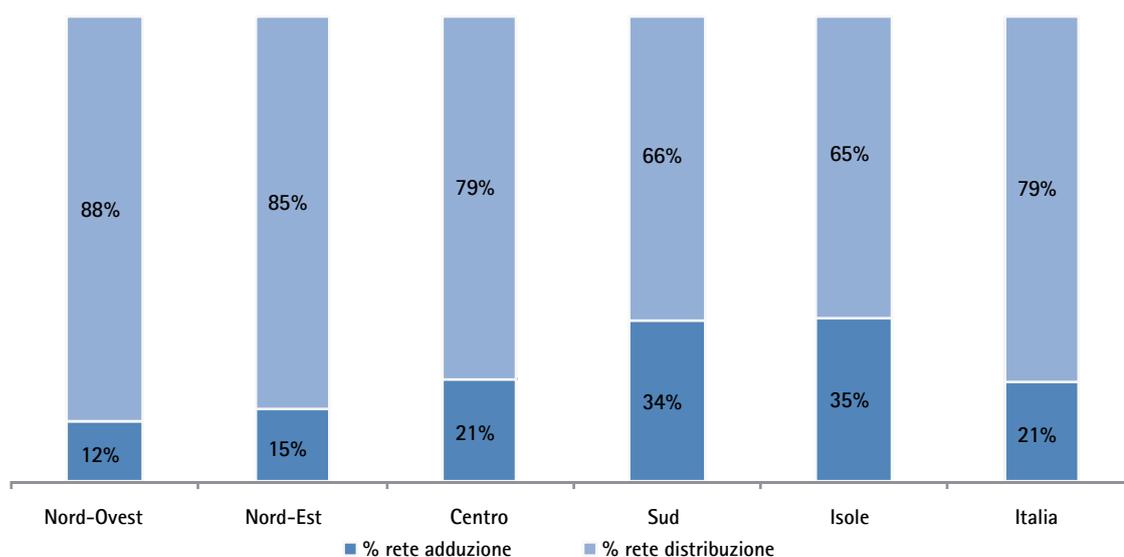


FIG. 5.17

Lunghezza delle reti di adduzione e distribuzione sul totale della rete acquedottistica principale

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

²⁰ Il campione dei dati a disposizione, in termini di popolazione residente, è pari al 36%; in particolare nel Centro, nel Sud e nelle Isole solo un limitato numero di gestori (poco superiore al 20% della popolazione residente) ha fornito informazioni.

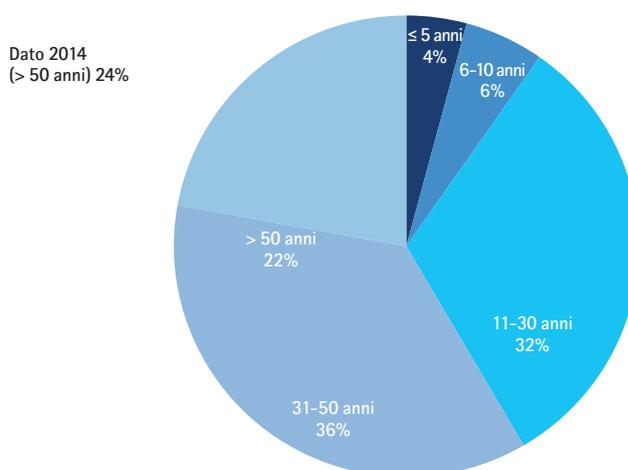
Fonti di approvvigionamento, monitoraggio e qualità dell'acqua

L'analisi dei volumi prelevati dall'ambiente per uso idropotabile relativi all'anno 2015, riferiti alle tre possibili tipologie di approvvigionamento

(da sorgente, da fonti sotterranee o da corpi idrici superficiali), mostra valori medi nazionali simili a quelli relativi all'anno 2014, con la quota principale di volumi prelevata da fonti sotterranee (49%), mentre le percentuali di volumi attinte da sorgenti e da corpi idrici superficiali sono pari, rispettivamente, al 34% e al 17% (Fig. 5.19). Si osserva che il

FIG. 5.18

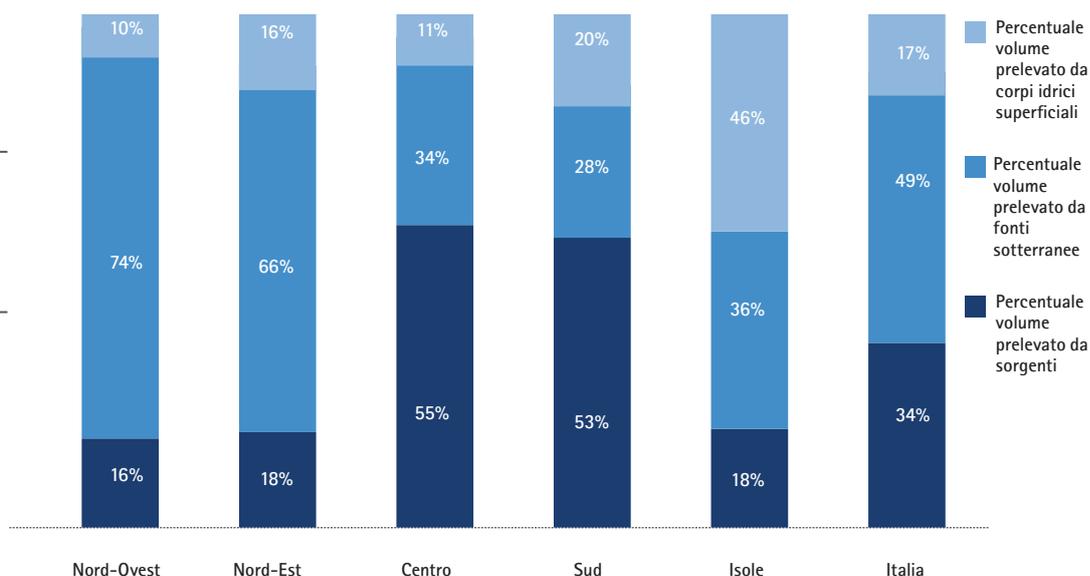
Età di posa della rete
acquedottistica principale



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

FIG. 5.19

Percentuale dei volumi prelevati dalle differenti fonti di approvvigionamento per uso idropotabile



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

32% circa del totale dei volumi prelevati dall'ambiente è sottoposto a trattamenti di potabilizzazione, mentre il rimanente 68% è sottoposto a semplice disinfezione.

Elementi fondamentali per una gestione efficiente delle infrastrutture ed un controllo efficace delle perdite idriche sono la distrettualizzazione, il monitoraggio delle reti e la ricerca programmata delle perdite occulte. Per quanto riguarda la distrettualizzazione e il monitoraggio, l'analisi dei dati mostra che mediamente circa il 9% della rete di distribuzione principale è distrettualizzata²¹ con sistemi attivi di telecontrollo o regolazione automatica di portata o pressione, cui si aggiungono attività di monitoraggio dei consumi anomali in periodo notturno (periodo in cui si assume che i consumi debbano essere minimi). L'attività di ricerca delle perdite con tecniche acustiche o similari (Fig. 5.20), invece, risulta effettuata in media sul 14% della rete di distribuzione principale, con maggiore diffusione nel Nord-Ovest (20%) e valori molto bassi nelle Isole (5%). Si osserva che l'attività

di ricerca delle perdite sul campo (con tecniche acustiche o similari), per i gestori tecnologicamente più avanzati che telecontrollano reti distrettualizzate e/o effettuano il monitoraggio notturno, costituisce un'attività di completamento, per individuare il punto della perdita, in un tratto di rete in cui si sono evidenziate anomalie, mentre per i gestori più arretrati costituisce l'unica modalità di ricerca. Nel complesso sembra, dunque, che vi siano carenze da parte dei gestori nelle attività di conduzione e gestione dell'acquedotto sopra esaminate.

Analizzando da ultimo i dati sulla qualità dell'acqua, a fronte dei controlli interni del gestore per la verifica della qualità dell'acqua destinata al consumo umano²² (previsti dal decreto legislativo 2 febbraio 2001, n. 31, e s.m.i. in attuazione della direttiva 98/83/CE) a livello nazionale l'1,4% dei campioni risulta non conforme ai requisiti previsti (Fig. 5.21), con una percentuale di non conformità più elevata nelle Isole (4,7%). Si osserva che tale dato appare migliore rispetto al 2014 (media del 2,2% di campioni non conformi, con un picco del 9% nelle Isole).

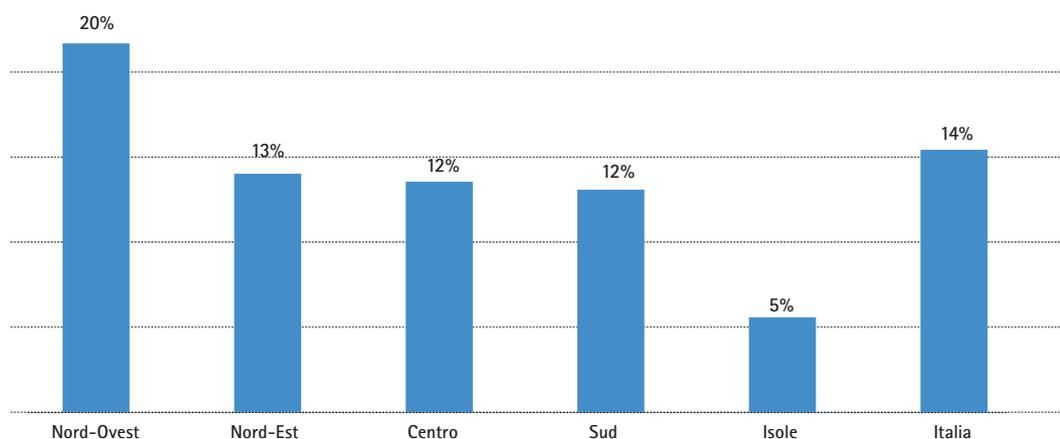


FIG. 5.20

Lunghezza della rete sottoposta alla ricerca di perdite

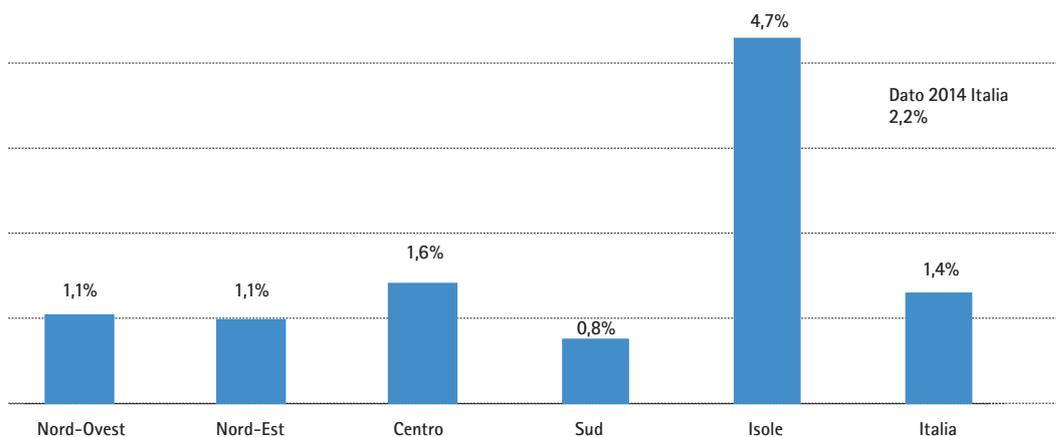
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

²¹ I distretti di distribuzione sono definiti, ai sensi del decreto ministeriale n. 99/97, come «le porzioni di rete di distribuzione di un acquedotto per le quali sia installato un sistema fisso di misura volumetrica per l'acqua in entrata e in uscita. Ad uno stesso distretto possono appartenere zone con un diverso regime delle pressioni. Reti che distribuiscono in modo autonomo acque con diverse caratteristiche definiscono distretti autonomi».

²² L'Autorità, per il secondo periodo regolatorio, ha previsto, al comma 10.6 della delibera 664/2015/R/idr che siano «esclusi dall'aggiornamento tariffario i gestori che non forniscono l'attestazione di essersi dotati – alla data del 31 gennaio 2016 ovvero del 31 gennaio 2018 (con riferimento rispettivamente alle determinazioni tariffarie per il biennio 2016-2017 e ai successivi aggiornamenti per gli anni 2018-2019) – delle procedure per l'adempimento agli obblighi di verifica della qualità dell'acqua destinata al consumo umano ai sensi del d.lgs. 31/01 e dell'effettiva applicazione delle richiamate procedure, nonché di ottemperanza alle disposizioni regionali eventualmente emanate in materia».

FIG. 5.21

Percentuale di campioni di acqua destinata al consumo umano non conformi al decreto legislativo n. 31/01



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Entrando poi nel dettaglio delle modalità di verifica adottate dai gestori, solo il 6,6% della popolazione Italiana è servita da gestori che dichiarano di avere adottato un approccio di prevenzione e gestione dei rischi nella filiera idropotabile sul modello dei *Water Safety Plans* elaborati dall'OMS ed introdotti recentemente dalla normativa europea (Fig. 5.22). Tali gestori si trovano prevalentemente nel Nord-Ovest (14,0%) e nel Nord-Est (8,8%).

Sono stati, infine, rilevati i dati relativi a numerosità, durata e incidenza sulla popolazione delle ordinanze di non potabilità dell'acqua. Dal campione esaminato emerge che la problematica si concentra quasi esclusivamente sulle Isole, dove mediamente si sono registrati 18,1 giorni/anno per abitante con indisponibilità di

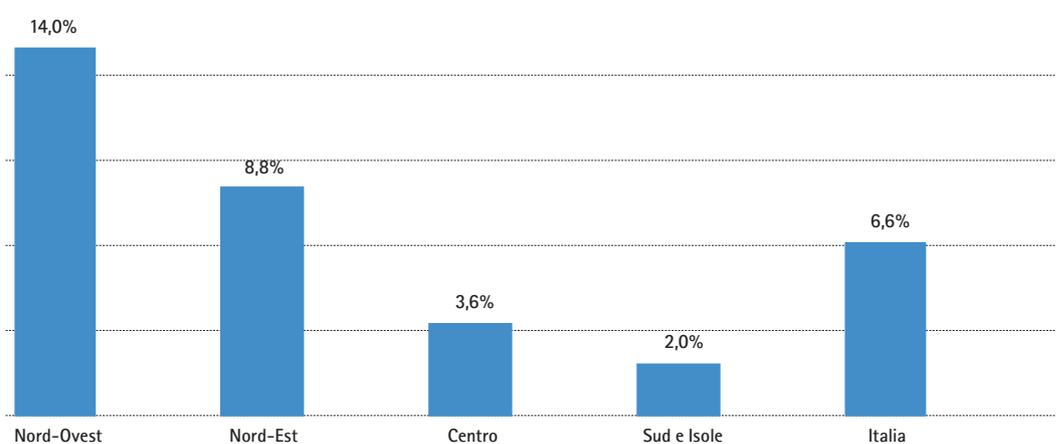
acqua potabile, mentre nel resto del Paese non si superano gli 0,1 giorni/anno.

Consumi di energia elettrica

Risulta di interesse analizzare i consumi di energia elettrica del SII, anche in considerazione delle rilevanti opportunità di miglioramento dell'efficienza energetica e della recente normativa in materia (decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, in attuazione della direttiva 2012/27/UE). Dai dati forniti da Terna sui consumi nazionali di energia elettrica per settore merceologico, relativi all'anno 2015, emerge, infatti, che i consumi del SII costituiscono il 2,1% del totale nazionale.

FIG. 5.22

Popolazione con gestori che hanno adottato il Water Safety Plans



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Elaborando i consumi di energia elettrica relativi al servizio di acquedotto, che incidono per il 64% circa del totale dei consumi elettrici del SII, si riscontrano consumi unitari rispettivamente pari a 0,49 kWh per metro cubo immesso nelle reti di distribuzione e a 0,90 kWh per metro cubo fatturato (Fig. 5.23). Tale differenza, fortemente variabile a livello territoriale, è da ricondurre al differente grado di incidenza dei volumi non fatturati, che includono sia le perdite amministrative sia le perdite idriche fisiche nelle reti, e mette, dunque, in evidenza il costo in termini energetici, oltre che ambientali, di tali perdite.

Investimenti programmati per il servizio di acquedotto

Nell'ambito delle attività di acquedotto, con riferimento all'approvvigionamento idrico (captazione e adduzione), l'analisi dei Pdl ha evidenziato un maggior fabbisogno di investimenti volti alla risoluzione delle criticità relative all'insufficienza sia quantitativa sia qualitativa del sistema delle fonti (complessivamente oltre 230 milioni di euro), all'assenza delle reti di trasporto²³ (oltre 130 milioni di euro) ed all'inadeguatezza di impianti e reti esistenti (Fig. 5.24). A fronte delle menzionate criticità, gli interventi individuati nella

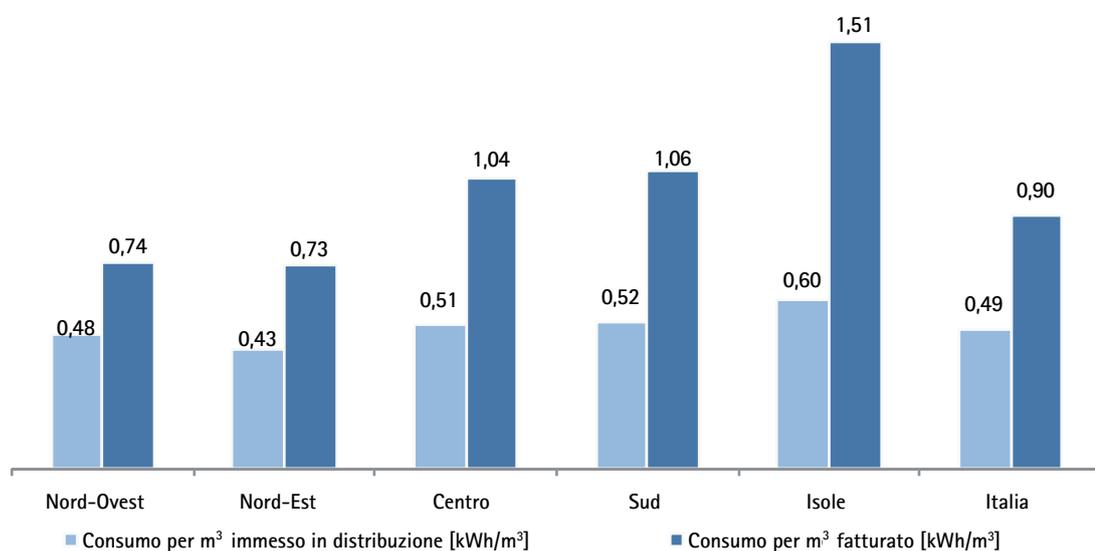


FIG. 5.23

Consumi di energia elettrica per il servizio di acquedotto
Consumi per unità di volume

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

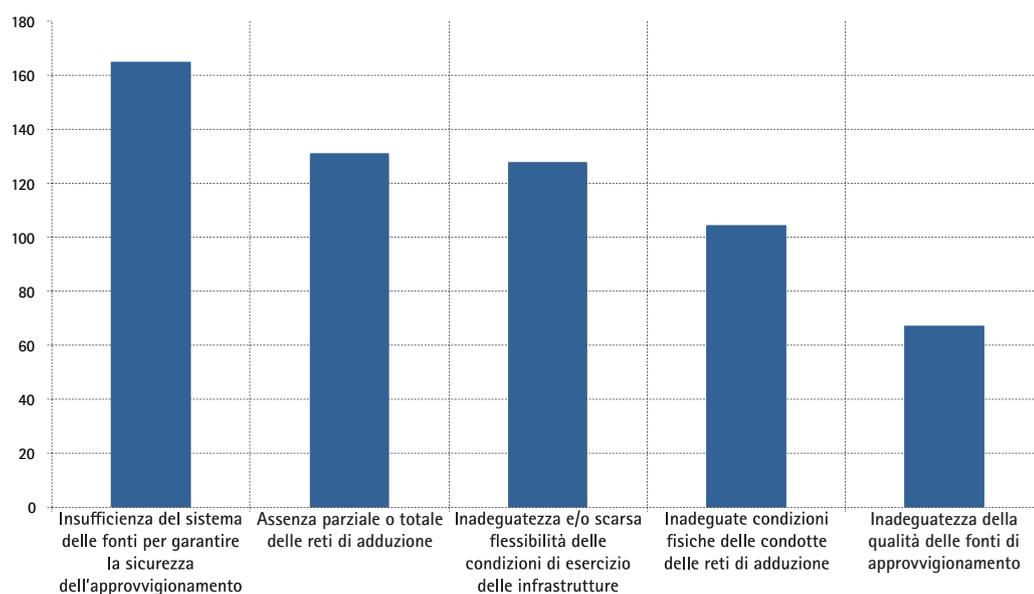


FIG. 5.24

Criticità delle attività di approvvigionamento che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti
M€

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

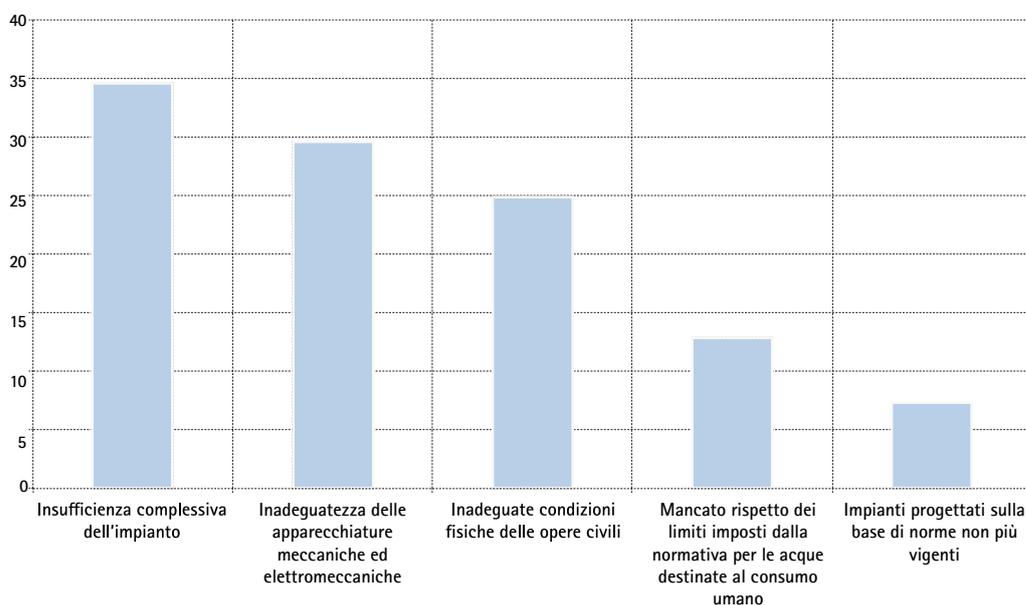
²³ Tendenzialmente legata alla risoluzione della criticità principale relativa all'insufficienza del sistema delle fonti.

pianificazione riguardano il miglioramento e la messa in sicurezza del sistema di approvvigionamento, mediante la realizzazione di nuove captazioni ed il potenziamento delle infrastrutture esistenti. Per quanto attiene alla potabilizzazione (Fig. 5.25), le criticità che richiedono maggiori investimenti sono l'insufficienza e l'inadeguatezza degli impianti (sia opere civili sia apparecchiature meccaniche), nonché le situazioni di mancato rispetto dei limiti imposti dalla normativa vigente già evidenziate nella precedente figura 5.21.

Le problematiche più diffuse nella distribuzione (Fig. 5.26), in termini di investimenti pianificati, afferiscono alle forti carenze nelle condizioni fisiche delle condotte (quasi 360 milioni di euro), che incidono fortemente sull'entità delle perdite idriche, sui tassi di rottura delle condotte e sulla adeguatezza delle infrastrutture a rispondere ai livelli di domanda dell'utenza. Un'ulteriore criticità attiene al cattivo funzionamento o alla vetustà dei misuratori di utenza, per i quali sono stati previsti interventi di sostituzione.

FIG. 5.25

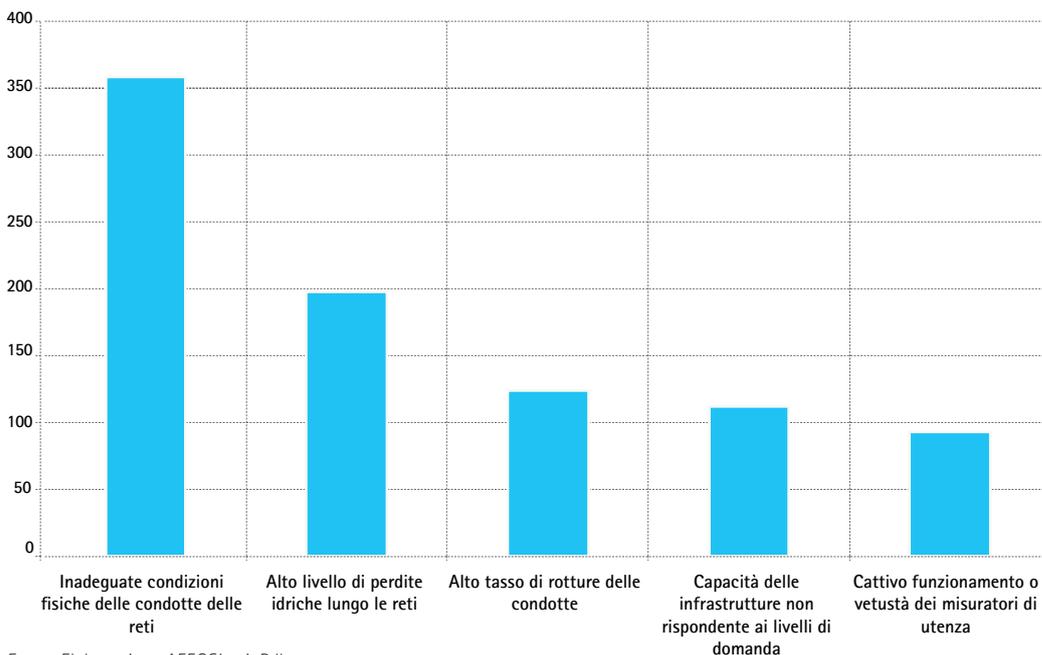
Criticità delle attività di potabilizzazione che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti
M€



Fonte: Elaborazione AEEGSI sui Pdl.

FIG. 5.26

Criticità delle attività di distribuzione che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti
M€



Fonte: Elaborazione AEEGSI sui Pdl.

Fognatura

Il servizio di fognatura è costituito dall'insieme delle operazioni di realizzazione, gestione e manutenzione delle infrastrutture per l'allontanamento delle acque reflue urbane e delle acque meteoriche di dilavamento convogliate in reti dedicate.

Caratteristiche delle infrastrutture

Dall'analisi dei dati relativi alle infrastrutture fognarie emerge un minor grado complessivo di copertura del servizio di fognatura rispetto a quello di acquedotto, segno in parte della minor diffusione del servizio nel contesto nazionale ma anche delle caratteristiche tecniche e gestionali peculiari che ne limitano l'estensione rispetto alla rete acquedottistica. Si sottolinea che il collettamento delle acque reflue urbane, assieme al trattamento delle stesse (si veda il paragrafo "Depurazione"), risulta imprescindibile per il rispetto degli obblighi previsti dalla direttiva 91/271/CEE, anche ai fini di prevenire il deterioramento qualitativo e quantitativo delle acque, migliorare il loro stato e proteggere le risorse idriche disponibili, obiettivi posti dalla direttiva 2000/60/CE.

Con riferimento alle tipologie di infrastruttura fognaria presenti in Italia (Fig. 5.27), si rileva una prevalenza delle reti miste²⁴ (73%), mentre meno diffuse sono le reti separate per acque nere (27%). La prevalenza delle reti miste è ricollegabile all'età media avanzata delle fognature, storicamente costituite da reti di tipo misto.

A tal proposito i dati sull'età della rete fognaria principale (Fig. 5.28), seppure riferiti ad un campione di gestori che copre appena il 33% della popolazione residente, sono simili a quelli relativi all'anno 2014 e mostrano l'elevata vetustà e la notevole obsolescenza delle reti, con circa il 25% delle condotte di età superiore ai 50 anni.

Per quanto attiene alla copertura del servizio di fognatura, pur con le cautele necessarie per l'assenza di una metodologia uniforme nel dimensionamento del carico inquinante generato, nel campione analizzato il carico collettato in fognatura risulta pari all'88,7% del carico complessivamente generato sul territorio²⁵, entrambi espressi in termini di Abitanti equivalenti (AE)²⁶.

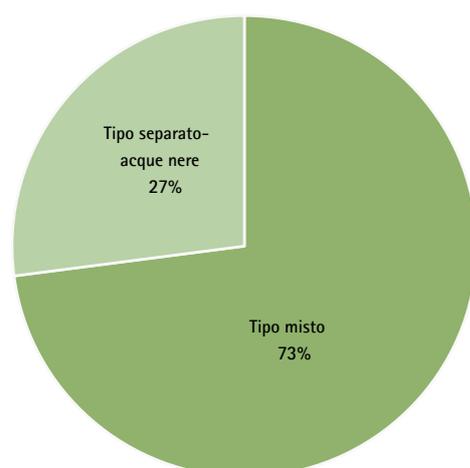


FIG. 5.27

Tipologie di rete fognaria

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

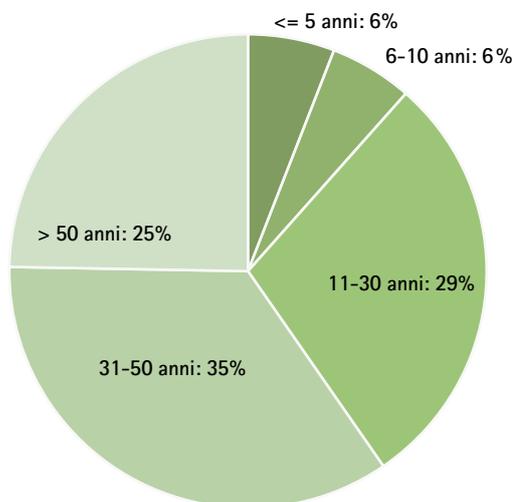
²⁴ Le reti fognarie miste vengono utilizzate per l'allontanamento delle acque reflue urbane, costituite dalle acque reflue domestiche o assimilate, industriali, nonché dalle acque meteoriche di dilavamento (incluse le acque di prima pioggia); l'infrastruttura comprende le reti di raccolta, i collettori primari e secondari, i manufatti di sfioro, gli emissari, i derivatori, le vasche di prima pioggia e le stazioni di sollevamento.

²⁵ Il carico inquinante generato consiste nelle acque reflue urbane che devono essere collettate, o altrimenti convogliate, ai sensi dell'art. 4.4 della direttiva 91/271/CE.

²⁶ Ai sensi dell'art. 2 della direttiva 91/271/CEE, AE è il carico organico biodegradabile avente una richiesta biochimica di ossigeno a cinque giorni (BOD5) di 60 g di ossigeno al giorno.

FIG. 5.28

Età di posa della rete fognaria principale



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Permangono, dunque, aree non adeguatamente servite da reti di raccolta e collettamento dei reflui conformemente alle disposizioni della direttiva precedentemente richiamata.

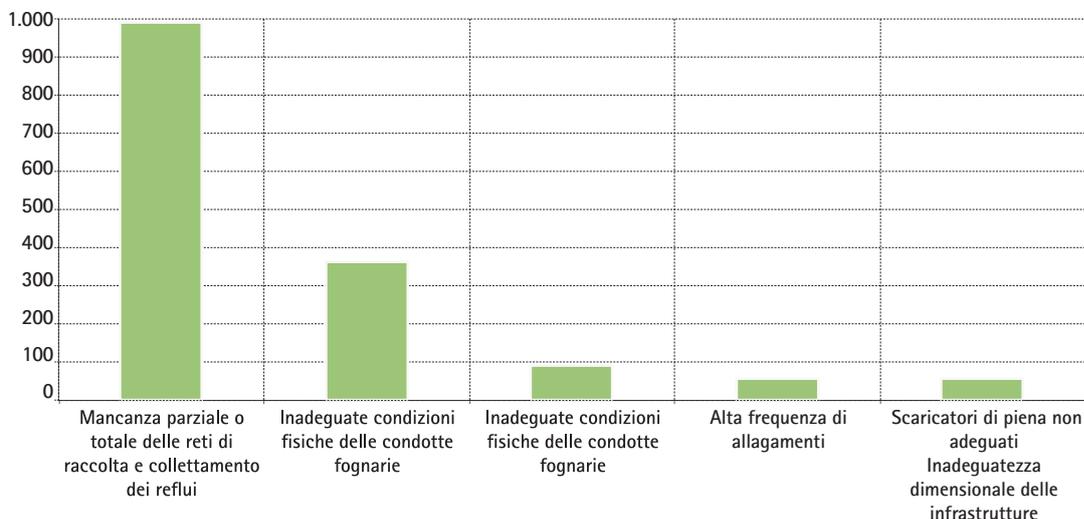
Investimenti programmati per il servizio di fognatura

Il ritardo infrastrutturale del sistema fognario esistente emerge

diffusamente dalla ricognizione dei Pdl (Fig. 5.29), in termini sia di mancanza parziale o totale delle reti (quasi un miliardo di euro di investimenti pianificati nel periodo 2016-2019) sia con riferimento alle condizioni fisiche di condotte ed impianti, a sottolineare le necessità di rinnovamento dell'infrastruttura. Inoltre, una quota rilevante di investimenti è destinata alla risoluzione di problematiche connesse ad allagamenti e scaricatori di piena inadeguati.

FIG. 5.29

Criticità del servizio di fognatura che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti
M€



Fonte: Elaborazione AEEGSI sui Pdl.

Depurazione

Il servizio di depurazione comprende l'insieme delle operazioni di realizzazione, gestione e manutenzione degli impianti di trattamento delle acque reflue urbane convogliate dalle reti di fognatura, al fine di rendere le acque trattate compatibili con il ricettore finale, comprese le attività per il trattamento dei fanghi.

Caratteristiche delle infrastrutture

Come evidenziato in precedenza anche per il collettamento, il corretto trattamento delle acque reflue urbane, nel rispetto degli obblighi previsti dalla direttiva 91/271/CEE, risulta necessario al conseguimento degli obiettivi di tutela ambientale posti dalla direttiva 2000/60/CE. A questo proposito, i dati ricevuti relativi all'anno 2015 sembrano fare emergere, come per l'anno 2014, alcune criticità con riferimento sia alle caratteristiche degli impianti sia alla copertura del servizio.

Un primo aspetto che emerge dall'analisi è l'elevata frammentazione del servizio, con molti impianti di piccole dimensioni e pochi grandi impianti tecnologicamente più avanzati. Ciò è evidenziato anche dai dati relativi alla percentuale di impianti dotati di telecontrollo (15%) e alla percentuale di impianti soggetti a diagnosi energetica²⁷ (5%) (Fig. 5.30). Su base territoriale emergono inoltre rilevanti differenze, come una maggiore diffusione di telecontrollo e diagnosi energetiche nel Nord-Est (rispettivamente 18% ed 11%) e nel Centro (20% e 9%) ed una scarsa presenza nel Sud (8% e 0,1%).

Esaminando la ripartizione del numero di impianti per tipologia di trattamento (Fig. 5.31) si osserva, similmente a quanto rilevato per l'anno 2014, che a livello nazionale meno della metà degli impianti di depurazione (44,5%) assicura un trattamento almeno di tipo secondario dei reflui²⁸. Si rileva una sostanziale uniformità nella ripartizione percentuale delle differenti tipologie di impianti per area geografica²⁹, fatta eccezione per le Isole, dove quasi il 90% degli

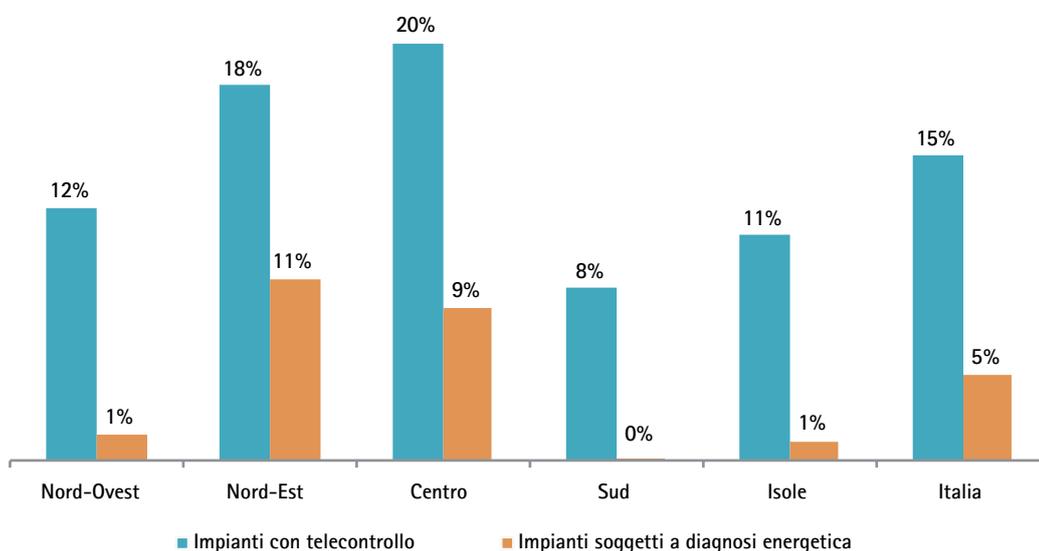


FIG. 5.30

Impianti con telecontrollo e impianti soggetti a diagnosi energetica

Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati dei gestori.

²⁷ Diagnosi energetiche effettuate ai sensi del decreto legislativo n. 102/14 o già previste nell'ambito di sistemi di gestione EMAS, sistemi di gestione dell'energia (ISO 50001) o di gestione ambientale (ISO 14001).

²⁸ Ai sensi della direttiva 91/271/CE, «per evitare ripercussioni negative sull'ambiente, dovute allo scarico di acque reflue urbane trattate in modo insufficiente, occorre, su un piano generale, sottoporre tali acque a trattamento secondario» inteso in termini di un «trattamento delle acque reflue urbane mediante un processo che in genere comporta il trattamento biologico con sedimentazioni secondarie».

²⁹ Occorre puntualizzare che la copertura del campione per tale analisi appare limitata per il Sud (50% della popolazione residente) e per le Isole (46% della popolazione residente).

impianti risulta avere trattamenti di tipo secondario, ed il Centro, dove risulta una quota significativa (circa 17%) di impianti con trattamenti terziari³⁰.

Tuttavia, il precedente dato va letto anche alla luce della quota di carico depurato (espresso in AE) in funzione della tipologia di trattamento (Fig. 5.32). Da tale analisi emerge come l'elevata numerosità di impianti con trattamenti a bassa tecnologia³¹ tratti, in realtà, una quota irrisoria del carico, relativizzando la problematica tecnologica. In particolare si evidenzia, a livello nazionale, che la quota di carico sottoposta a un trattamento almeno di tipo secondario dei reflui raggiunge il 96% del totale depurato, mentre il 75% è soggetto anche a trattamenti di tipo terziario (48%) o avanzato (27%). Si rilevano differenze a livello geografico, con la prevalenza dei trattamenti di tipo terziario nel Nord-Est (53%), nel Centro (67%) e nel Sud (67%), mentre nel Nord-Ovest sono più diffusi i trattamenti di tipo avanzato (50%) e nelle Isole restano prevalenti i trattamenti secondari (56%).

Con riferimento alla copertura del servizio, con le cautele già

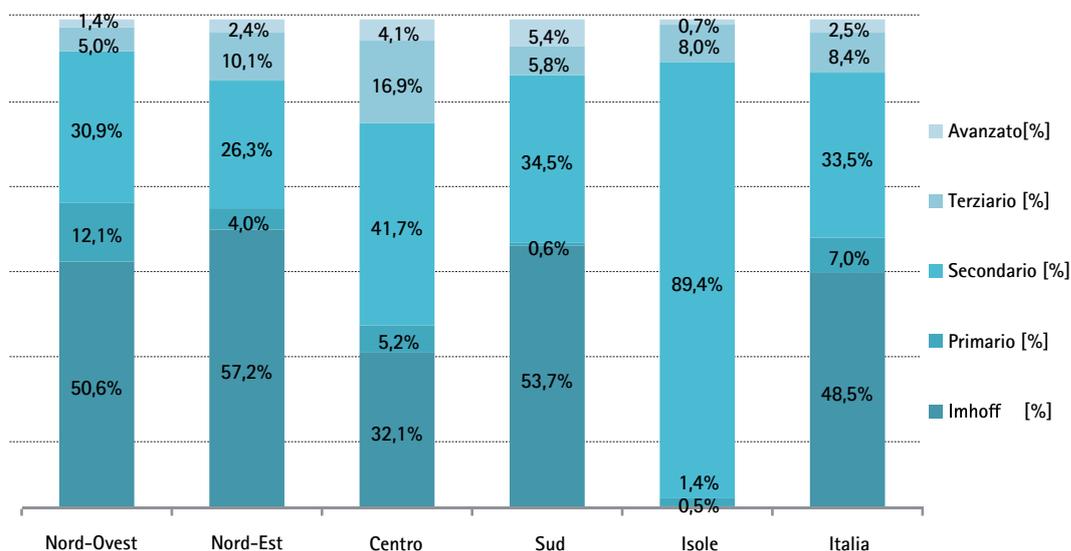
evidenziate a proposito dell'analogo confronto per il servizio di fognatura, il carico depurato risulta di poco superiore al 70% del carico complessivamente generato sul territorio (entrambi espressi in AE) ed utilizza il 70% circa della potenzialità degli impianti in esercizio. Confrontando, poi, il carico generato con la potenzialità degli impianti, si rileva un valore medio del 94%, con evidenza di alcune aree, soprattutto nel Sud e nelle Isole, che giungerebbero a saturazione.

Si osserva, inoltre, che il carico depurato risulta in media pari all'80% del carico delle acque reflue collettate in rete fognaria sul territorio, evidenziando la presenza di una parte di carico inquinante biodegradabile collettato in fognatura non intercettata dal servizio di depurazione.

Andando ad analizzare l'origine del carico depurato (espresso in AE), si rilevano una prevalenza del carico di origine civile (91%) ed una quota inferiore di carico industriale (8%) (Fig. 5.33). Si osserva che il carico industriale è concentrato nelle aree a maggiore industrializzazione del Paese (Nord-Ovest 11%, Nord-Est 13%).

FIG. 5.31

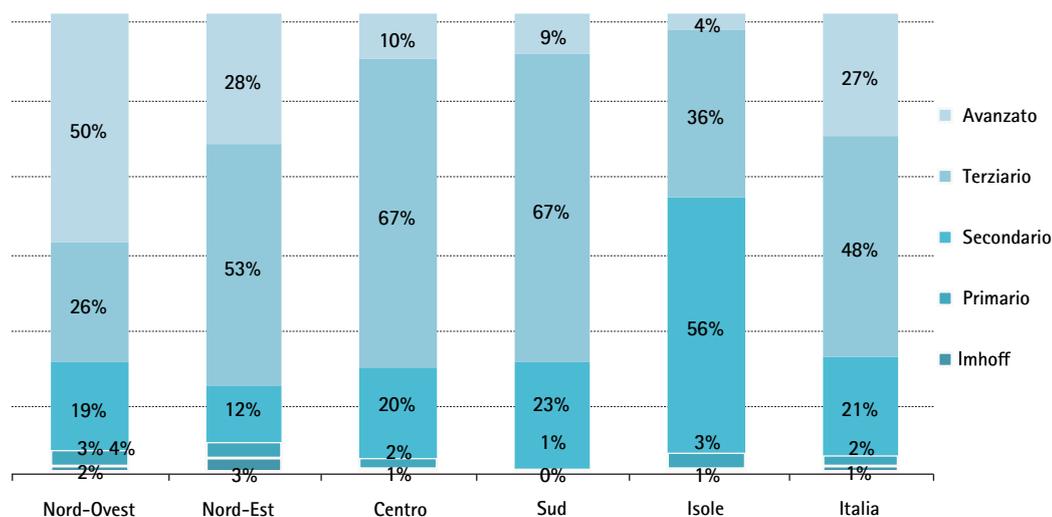
Ripartizione degli impianti per tipologia di trattamento



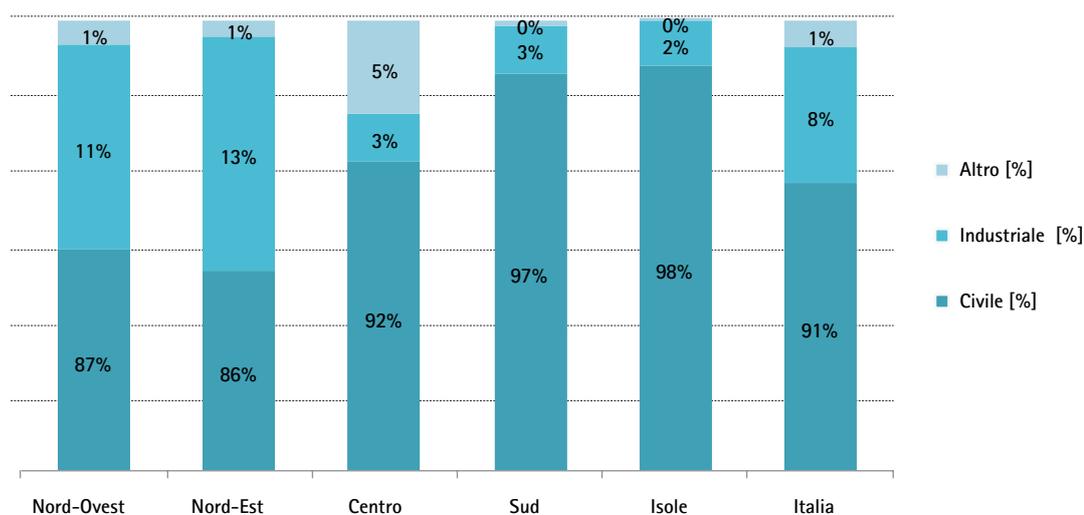
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

³⁰ In questo contesto, per trattamento terziario si intende un processo che, in aggiunta al trattamento secondario, comporta una rimozione spinta dei nutrienti (azoto e fosforo), includendo l'eventuale dosaggio di reagenti chimici effettuato nel volume delle vasche dei comparti di trattamento secondario; per trattamento terziario avanzato, si intende un trattamento più avanzato rispetto ai precedenti, che si applica in genere a valle dei trattamenti primari, secondari e terziari, quali, ad esempio: filtrazione su sabbia, filtrazione su membrane (ad esempio, MBR), ossidazione avanzata, chiariflocculazione (qualora sia presente per la rimozione di inquinanti diversi o aggiuntivi al fosforo), adsorbimento su carboni attivi.

³¹ Si precisa che tra gli impianti di depurazione compresi nel campione di dati analizzato sono incluse le sole vasche Imhoff in carico al gestore.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

Un aspetto rilevante, connesso alla tutela ambientale per il servizio di depurazione, è il riutilizzo di risorse, con riferimento sia ai fanghi residui sia alle acque reflue depurate in uscita dagli impianti.

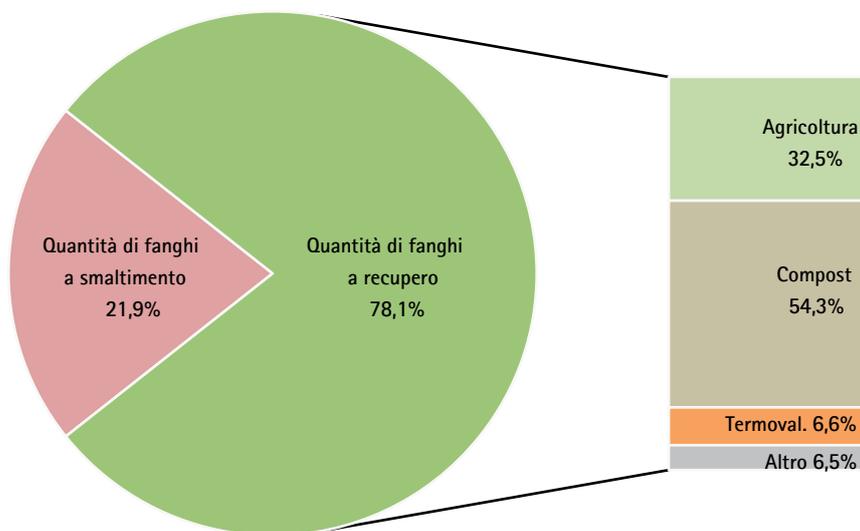
La figura 5.34 mostra la destinazione dei fanghi di depurazione prodotti complessivamente per l'intero territorio nazionale, distinguendo tra recupero (di materia o di energia) e smaltimento (in discarica), che dovrebbe rappresentare l'opzione ultima nella gerarchia stabilita a livello europeo dalla direttiva 2008/98/CE sui rifiuti. I dati mostrano che mediamente oltre il 78% dei fanghi di depurazione prodotti è destinato al recupero, mentre il 22% circa è smaltito

in discarica. La modalità di recupero più diffusa è il compostaggio (54%), seguito dallo spandimento diretto in agricoltura (32%), mentre risulta ancora poco diffusa la termovalorizzazione (6,6%, di cui circa la metà in cementifici).

Riguardo al riutilizzo delle acque reflue depurate (Fig. 5.35), in Italia, nonostante situazioni di accertata vulnerabilità nell'approvvigionamento idrico, con previsioni di un acuirsi delle criticità in relazione ai fenomeni legati al cambiamento climatico, l'opzione rappresentata dal riutilizzo delle acque reflue (principalmente a fini agricoli e/o industriali) risulta poco diffusa, attestandosi solo al 3,2% rispetto

FIG. 5.34

Destinazione dei fanghi di depurazione



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

ai volumi di reflui depurati. Nello specifico, emerge positivamente il dato relativo all'area Nord-Ovest del Paese, in cui tale rapporto raggiunge il 7,9%, mentre le altre aree geografiche presentano valori contenuti.

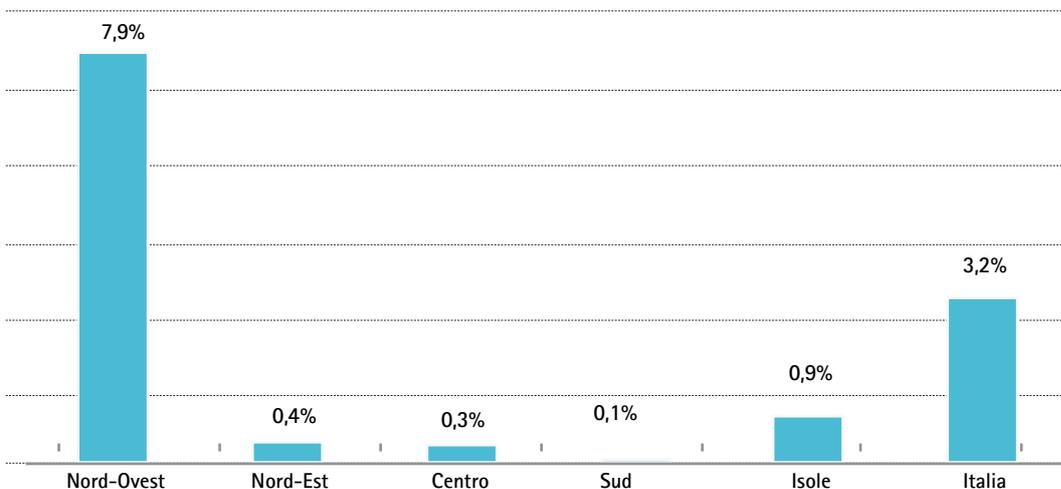
Consumi di energia elettrica

Elaborando i consumi di energia elettrica relativi al servizio

di depurazione, che incidono per il 30% circa del totale dei consumi elettrici del SII, si ottengono valori unitari analoghi rispetto a quelli rilevati per l'anno 2014, evidenziando un consumo medio pari a 0,35 kWh per metro cubo trattato (Fig. 5.36). Si osservano valori significativamente superiori alla media nel Sud (0,60 kWh/m³) e nelle Isole³² (0,40 kWh/m³), che sembrano indicare una minore efficienza degli impianti in tali aree.

FIG. 5.35

Riutilizzo delle acque reflue depurate



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

³² Per tale dato si riscontrano criticità nella copertura del campione nelle Isole, limitata al 48%.

Investimenti programmati per il servizio di depurazione

Profonde e diffuse carenze in termini di assenza e inadeguatezza del servizio si confermano aspetti critici dell'attività di depurazione (quasi 980 milioni di euro di investimenti programmati nel periodo 2016-2019). Nello specifico, tali investimenti fanno riferimento alla costruzione di nuovi impianti ed all'adeguamento o al

potenziamento dei depuratori esistenti, compreso l'efficientamento di singole sezioni di impianto (Fig. 5.37).

Si segnala, inoltre, il fabbisogno di investimenti legato all'eccessiva frammentazione del servizio, con presenza di impianti di dimensioni poco efficienti, cui generalmente si fa fronte con interventi di dismissione e contestuale centralizzazione del servizio verso impianti di maggiore potenzialità.

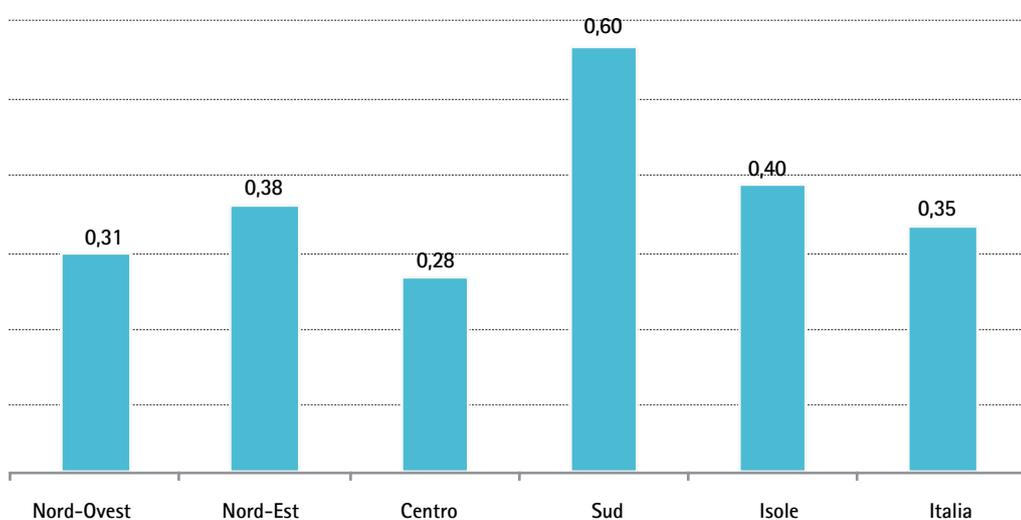


FIG. 5.36

Consumi di energia elettrica per il servizio di depurazione
Consumi per unità di volume

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati dei gestori.

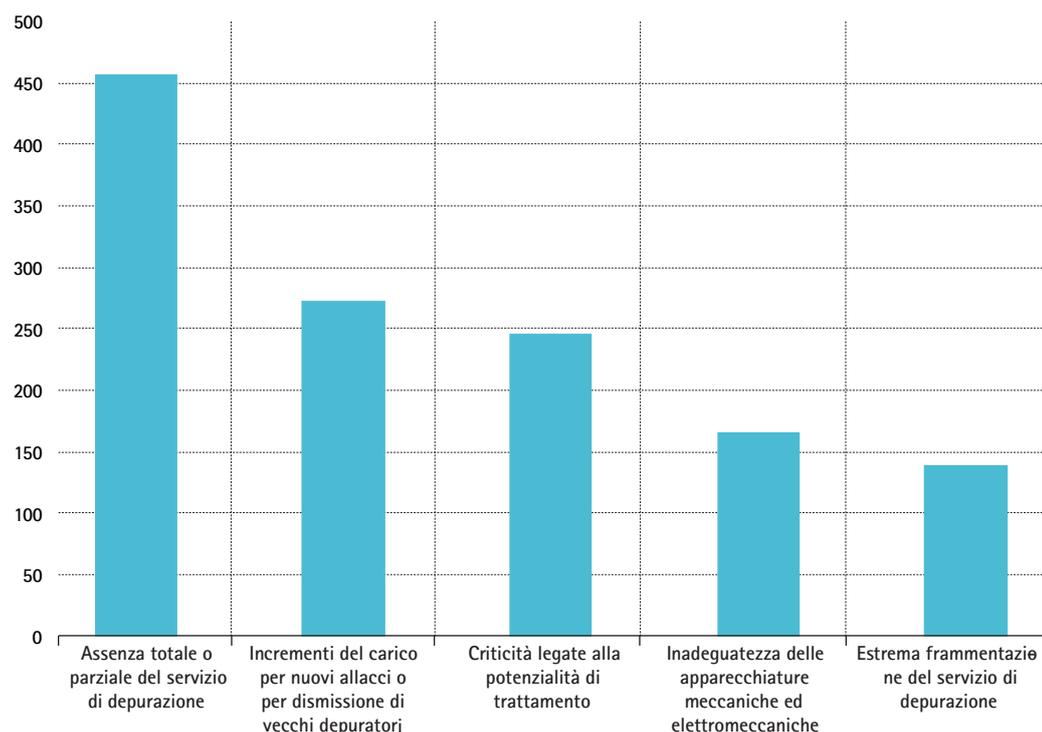


FIG. 5.37

Criticità del servizio di depurazione che evidenziano il maggiore fabbisogno di investimenti
M€

Fonte: Elaborazione AEEGSI sui Pdl.

Qualità contrattuale del SII

Nell'ambito delle funzioni di regolazione e controllo attribuite all'Autorità dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 20 luglio 2012, con particolare riferimento alla definizione dei livelli minimi e degli obiettivi di qualità del SII, con la terza edizione della *Raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII*, avviata con la determina 5/2016 – DSID, sono stati raccolti i dati di qualità contrattuale relativi all'anno 2015 e al primo semestre 2016, periodo nel quale vigevano esclusivamente gli obblighi sui contenuti della Carta dei servizi³³ recati dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999. Nel corso dei mesi di marzo e aprile 2017 è

stata effettuata la prima edizione della *Raccolta dati relativa alla qualità contrattuale del SII*, introdotta dall'Autorità con la delibera 655/2015/R/idr ed entrata in vigore a partire dall'1 luglio 2016. Nei seguenti due paragrafi si presentano, rispettivamente, gli esiti della raccolta dati relativa all'anno 2015 e al primo semestre 2016 e gli esiti relativi agli standard di qualità contrattuale riferiti al secondo semestre 2016. Si precisa che gli esiti delle due raccolte vengono tenuti distinti in quanto, essendo riconducibili a una differente normativa, prevedono standard qualitativi diversi che non risultano pienamente confrontabili.

Qualità contrattuale ex DPCM 29 aprile 1999

La terza edizione della *Raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII* ha visto il coinvolgimento di tutti gli operatori che gestiscono il SII, ovvero ciascuno dei singoli servizi che lo compongono, nonché di tutti gli Enti di governo dell'ambito, tenuti alla validazione dei dati comunicati dai gestori.

Con riferimento alla qualità contrattuale, in analogia con le precedenti edizioni della raccolta, sono state acquisite informazioni sui principali contenuti delle Carte dei servizi adottate dai soggetti gestori, i quali, per ogni indicatore di qualità previsto, hanno comunicato sia gli standard formalmente garantiti sia i risultati effettivamente conseguiti (questi, nel seguito, verranno indicati, rispettivamente, con "livelli garantiti" e "livelli effettivi") relativi alle fasi di avvio, gestione e cessazione del rapporto contrattuale, nonché alla continuità del servizio.

Si precisa che i dati richiesti sono stati forniti in relazione alle singole Carte dei servizi e riferiti, quindi, nel caso di gestore operante in più ATO, alle singole coppie gestore-ATO, nel seguito definite "gestioni".

I dati, inoltre, sono differenziati per le tipologie d'uso, così come individuate dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999:

- uso civile domestico;
- uso civile non domestico (inteso come consumi pubblici e, dunque, scuole, ospedali, caserme, edifici pubblici; centri sportivi, mercati, stazioni ferroviarie, aeroporti ecc.);
- altri usi (relativi ai settori commerciali artigianali e terziario in genere).

A seguito di tale raccolta dati, che si è conclusa il 13 febbraio 2017, sono pervenute informazioni relativamente a 336 gestori – corrispondenti a 384 gestioni – operanti in 6.146 comuni, che servono complessivamente circa l'85% della popolazione. Si tratta di un panel molto rappresentativo con una buona copertura geografica del territorio, ma in leggera riduzione rispetto alla raccolta dati dello

³³ La Carta dei servizi è il documento adottato in conformità allo schema generale di riferimento recato nel decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999, in cui sono specificati i livelli qualitativi e quantitativi attesi per i servizi erogati e le loro modalità di fruizione. Tale Carta è stata integrata a partire dall'1 luglio 2016 con le disposizioni previste dalla delibera 655/2015/R/idr e dal relativo Allegato RQSII.

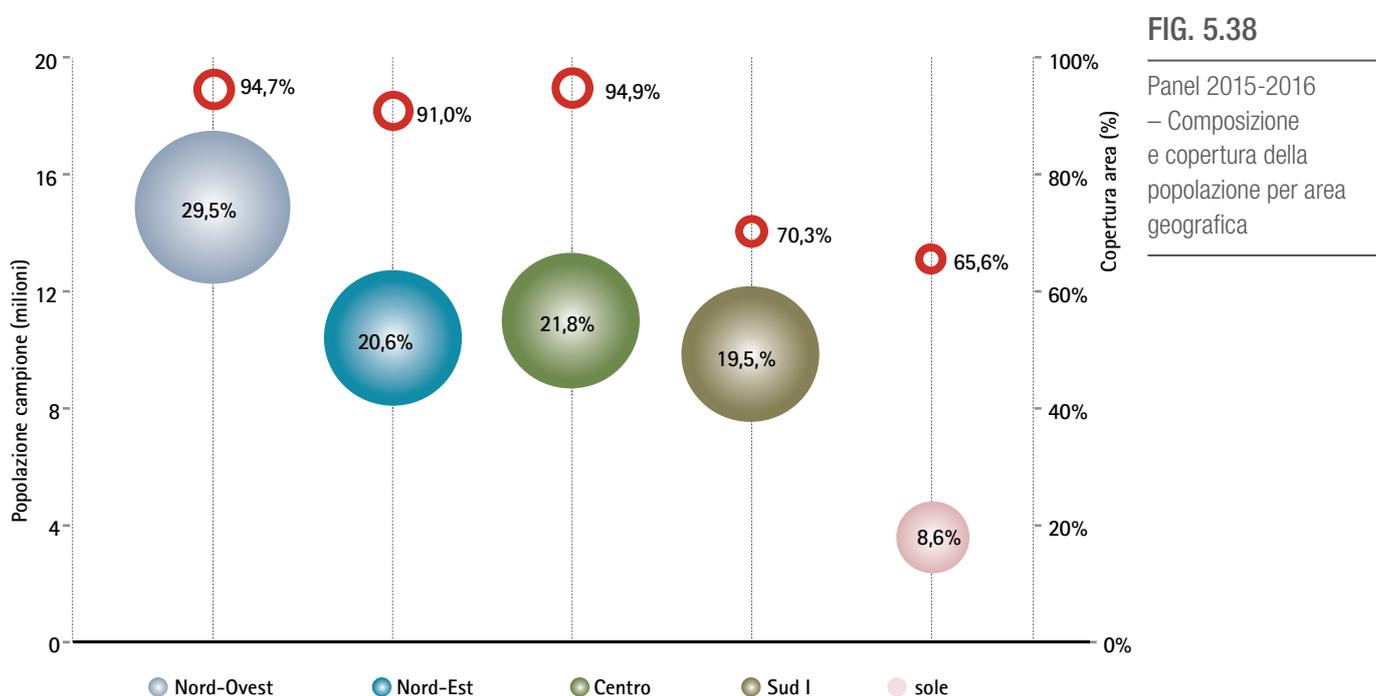
scorso anno. Nella figura 5.38 si riporta, oltre alla distribuzione percentuale del panel nelle diverse aree geografiche³⁴ (Nord-Ovest, Nord-Est, Centro, Sud e Isole), la percentuale di popolazione servita dai gestori rispondenti rispetto alla popolazione totale residente nell'area.

Il panel è quindi composto per il 50% da gestioni operanti al Nord, per il 22% circa dalle gestioni del Centro e per il 28% da gestioni del Sud e delle Isole. Le aree maggiormente rappresentate sono il Nord-Ovest e il Centro, per le quali la copertura è pari a circa il 95%, mentre il Sud e le Isole sono coperte, rispettivamente, per il 70% e il 66%.

Il 40% del panel relativo al 2015-2016 è costituito da gestioni comunali – per un totale di 134 comuni – ed è più contenuto, in termini di numerosità dei gestori, rispetto a quello relativo alla precedente raccolta dati relativa all'anno 2014³⁵ – i cui risultati, già presentati

con la *Relazione Annuale 2016*, vengono nel seguito riproposti per confronto – ma la distribuzione tra le aree geografiche e la rappresentatività delle stesse risulta pienamente sovrapponibile.

L'analisi dei dati ha confermato la presenza di standard di qualità contrattuale molto differenziati tra i diversi gestori, emersa con le precedenti edizioni della raccolta dati e dovuta prevalentemente alla mancanza di riferimenti univoci nella normativa di riferimento, la quale prescriveva l'obbligo di adozione di standard per determinati indicatori ma demandava ai singoli operatori la facoltà di fissare i livelli da garantire. Viene, inoltre, confermata la differenza tra gli standard garantiti nelle Carte dei servizi e i livelli prestazionali effettivi che, in molti casi, sono nettamente migliori rispetto ai livelli formali garantiti. Tale divergenza potrebbe essere legata, in parte, alle diverse modalità di rilevazione degli standard adottate dai singoli gestori e, in parte, alla scelta di livelli garantiti poco sfidanti.



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati della determina 5/2016 – DSID.

³⁴ La dimensione delle bolle indica il contributo delle singole aree geografiche, in termini percentuali, alla formazione del panel, mentre con i cerchi, che fanno riferimento all'asse verticale destro, è riportata la rappresentatività di ogni area considerata, espressa in termini percentuali, rispetto alla popolazione.

³⁵ Alla raccolta 2014 avevano risposto 444 gestori, corrispondenti a 461 gestioni, che servivano circa l'86,2% della popolazione, rappresentando solo l'1,2% in più della popolazione rispetto al panel 2015-2016. La differenza nella numerosità dei gestori è rappresentata dai Comuni che gestiscono il SII in economia, che nel panel 2014 erano ben 224, partecipando per poco più del 50% alla composizione del panel stesso.

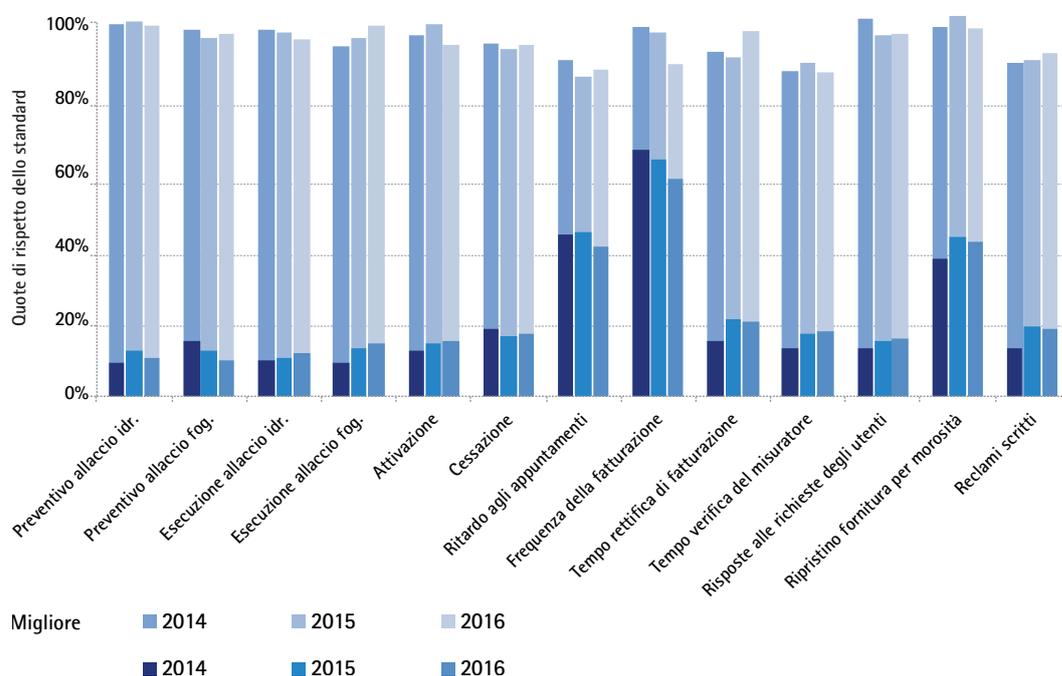
Nel seguito del presente capitolo viene, quindi, fornita una rappresentazione dei principali indicatori di qualità contrattuale con riferimento agli anni 2014-2015 e al primo semestre 2016 (di seguito, per semplicità, "il periodo 2014-2016" o "il triennio 2014-2016"). L'attenzione è focalizzata sui livelli effettivi registrati³⁶ nell'erogazione delle prestazioni all'utenza e, al fine di semplificare la rappresentazione, i dati delle tre tipologie d'uso considerate sono stati aggregati, data la sostanziale sovrapposibilità dei risultati espressi per ogni singola tipologia. Viene di seguito fornito un quadro complessivo del rispetto da parte dei gestori degli standard garantiti nelle Carte dei servizi. Nella figura 5.39 sono riportate in percentuale, per l'intero periodo considerato, le gestioni che hanno dichiarato di aver effettivamente garantito all'utente livelli qualitativi uguali o migliori rispetto allo standard previsto nella Carta dei servizi, con riferimento ai seguenti profili, riconducibili essenzialmente alle fasi di avvio e cessazione del rapporto contrattuale, da un lato, e alla fase di gestione dello stesso, dall'altro³⁷:

- preventivo per l'allacciamento, differenziato per allacciamento idrico e allacciamento fognario;
- esecuzione dell'allacciamento, differenziato per allacciamento idrico e allacciamento fognario;
- attivazione, cessazione della fornitura, nonché ripristino della stessa in seguito a disattivazione per morosità;
- ritardo agli appuntamenti concordati;
- frequenza di fatturazione;
- rettifiche di fatturazione;
- verifiche del misuratore;
- risposta a richieste scritte e risposta a reclami.

Nel periodo osservato, i risultati sono sostanzialmente omogenei ed evidenziano che, per buona parte degli indicatori considerati, circa il 95% delle gestioni ha offerto un livello effettivo del servizio pari o superiore a quello previsto dalla Carta dei servizi. In particolare, si nota che mediamente oltre il 70% delle gestioni ha offerto all'utenza

FIG. 5.39

Rispetto degli standard garantiti – Livello effettivo non inferiore al garantito per il periodo 2014-2016



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati delle determinate 1/2016 – DSID e 5/2016 – DSID.

³⁶ Si precisa che, al fine di poter esaminare il maggior numero di informazioni disponibili, il panel delle gestioni analizzate si differenzia per ciascuno dei tre anni considerati.

³⁷ Si precisa che la distinzione tra fase di avvio e fase di gestione del rapporto contrattuale è coerente con quanto disposto dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999 e, successivamente, dalla delibera 655/2015/R/idr. Per quanto attiene alla fase di avvio del rapporto contrattuale, gli indicatori presi a riferimento nell'analisi si riferiscono ai seguenti standard di qualità: preventivazione ed esecuzione dell'allacciamento idrico e fognario, attivazione della fornitura e riattivazione della stessa a seguito di sospensione per morosità. Con riferimento, invece, alla gestione del rapporto contrattuale, gli indicatori presi a riferimento nell'analisi attengono principalmente a prestazioni aventi ad oggetto i tempi di risposta a determinate richieste dell'utente, quali la verifica del misuratore, i reclami o le rettifiche di fatturazione. La fase di cessazione del rapporto contrattuale tra gestore e utente, infine, comprende la richiesta di cessazione della fornitura.

un livello effettivo migliore rispetto allo standard garantito, ad eccezione degli indicatori relativi alla frequenza di fatturazione e al ritardo agli appuntamenti per i quali, rispettivamente, meno del 40% e meno del 30% delle gestioni ha offerto all'utenza un servizio migliore del garantito.

Il mancato rispetto degli standard previsti nella Carta dei servizi, invece, è più elevato, nell'intero periodo, per gli indicatori relativi al ritardo agli appuntamenti concordati, al tempo di verifica del misuratore e al tempo di risposta ai reclami scritti, pur mantenendosi sempre al di sotto del 20%.

Focalizzando maggiormente l'attenzione sull'ultimo periodo cui si riferiscono i dati rilevati, vale a dire il primo semestre 2016, nella tavola 5.11 viene riportato, con riferimento ai medesimi standard di qualità contrattuale, un approfondimento riguardo al rispetto degli standard garantiti, differenziando l'analisi per tipologia d'uso.

A fronte di una sostanziale eterogeneità dei livelli osservati tra i singoli standard analizzati, si registra una relativa omogeneità

tra le diverse tipologie d'uso, fatta eccezione per l'indicatore "Riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità", che con riferimento all'uso civile domestico presenta una quota molto più elevata di prestazioni erogate con un livello migliore dello standard rispetto alle altre tipologie d'uso. Il mancato rispetto dello standard garantito, pur essendo differenziato tra gli indicatori e le tipologie d'uso, appare più rilevante per la frequenza di fatturazione, per la verifica dei misuratori e nel caso dei ritardi agli appuntamenti concordati relativi all'uso civile non domestico, che raggiunge un mancato rispetto del 22,2%.

Con riferimento agli standard, suddivisi per maggiore chiarezza espositiva tra le fasi di avvio e gestione del rapporto contrattuale, nelle figure 5.40 e 5.41 vengono riportate le percentuali relative alle gestioni che hanno dichiarato di aver offerto all'utente, nel 2015, livelli qualitativi uguali o migliori rispetto allo standard riportato nella Carta dei servizi, suddivise per area geografica.

Per la maggior parte delle prestazioni analizzate, le gestioni

TAV. 5.11

Rispetto degli standard garantiti per il primo semestre 2016

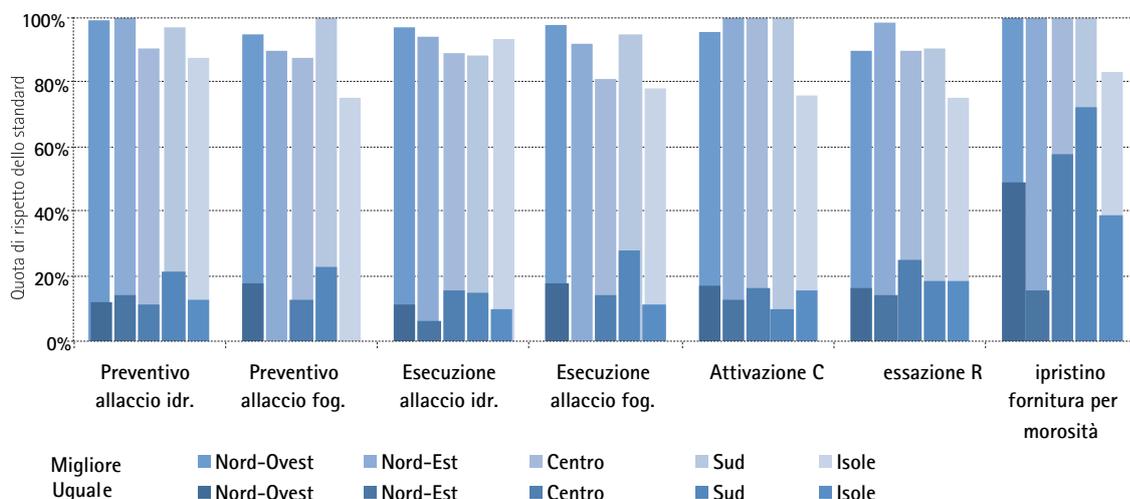
TIPOLOGIA D'USO STANDARD	USO CIVILE DOMESTICO			USO CIVILE NON DOMESTICO			ALTRI USI		
	RISPETTATO	MIGLIORE	NON RISPETTATO	RISPETTATO	MIGLIORE	NON RISPETTATO	RISPETTATO	MIGLIORE	NON RISPETTATO
Preventivo allacciamento idrico	12,1%	84,4%	3,5%	14,1%	79,5%	6,4%	7,8%	88,3%	3,9%
Preventivo allacciamento fognario	10,7%	82,7%	6,7%	9,8%	82,9%	7,3%	10,3%	84,6%	5,1%
Esecuzione dell'allacciamento idrico	11,5%	81,3%	7,2%	16,2%	76,2%	7,5%	10,5%	80,3%	9,2%
Esecuzione dell'allacciamento fognario	15,6%	79,2%	5,2%	19,4%	77,8%	2,8%	12,8%	84,6%	2,6%
Attivazione della fornitura	15,3%	77,8%	6,9%	19,5%	70,1%	10,4%	14,6%	74,4%	11,0%
Cessazione della fornitura	19,0%	73,2%	7,7%	17,9%	70,5%	11,5%	17,7%	73,4%	8,9%
Riattivazione in seguito a disattivazione per morosità	35,6%	61,6%	2,7%	60,0%	30,0%	10,0%	52,8%	41,7%	5,6%
Frequenza di fatturazione	62,4%	25,6%	12,0%	62,4%	23,5%	14,1%	67,0%	17,0%	15,9%
Rettifiche di fatturazione	19,8%	74,7%	5,5%	23,9%	69,6%	6,5%	23,1%	71,2%	5,8%
Verifiche del misuratore	17,9%	64,2%	17,9%	23,7%	63,2%	13,2%	18,4%	67,3%	14,3%
Risposta a richieste scritte	14,1%	81,8%	4,0%	20,5%	70,5%	9,1%	19,6%	73,9%	6,5%
Risposta a reclami	14,4%	74,7%	11,0%	25,8%	66,1%	8,1%	24,4%	61,5%	14,1%
Ritardo agli appuntamenti concordati	41,0%	46,2%	12,8%	40,7%	37,0%	22,2%	51,9%	37,0%	11,1%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati della determina 5/2016 – DSID.

FIG. 5.40

Rispetto degli standard garantiti su avvio e cessazione del rapporto contrattuale

Livello effettivo non inferiore al garantito nel 2015 per area geografica

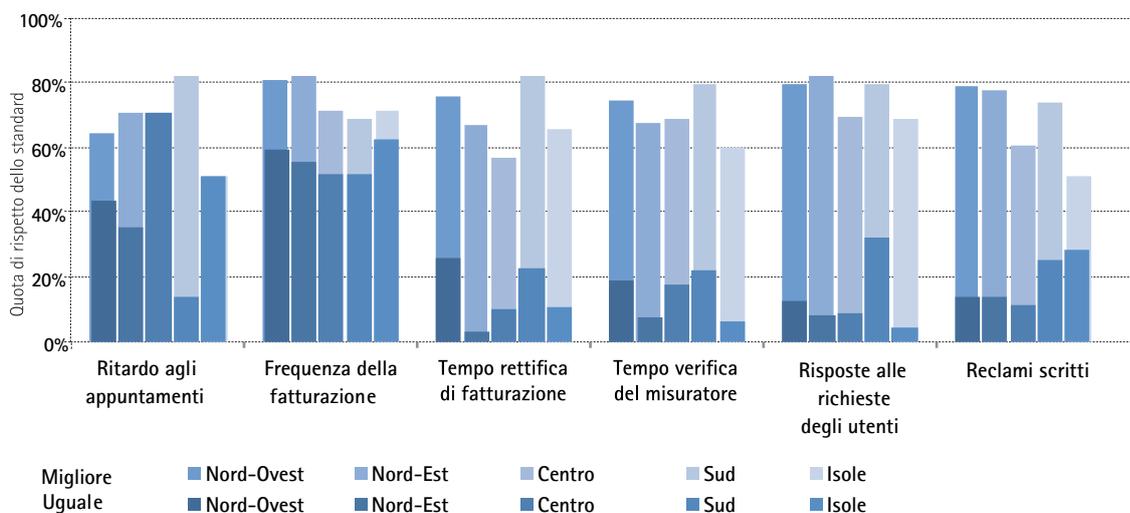


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati della determina 5/2016 – DSID.

FIG. 5.41

Rispetto degli standard garantiti sulla gestione del rapporto contrattuale

Livello effettivo non inferiore al garantito nel 2015 per area geografica



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati della determina 5/2016 – DSID.

distribuite nelle differenti aree geografiche offrono all'utenza uno standard qualitativo notevolmente superiore a quello garantito; fanno eccezione i dati relativi al ripristino della fornitura in seguito a disattivazione per morosità, nonché i dati relativi al ritardo agli appuntamenti concordati e alla frequenza di fatturazione.

Analizzando gli standard relativi all'avvio e alla cessazione del rapporto contrattuale, si rileva che tutte le gestioni, ad eccezione di quelle localizzate nelle Isole, offrono all'utenza un servizio che in oltre il 90% circa dei casi è qualitativamente pari o superiore

allo standard previsto nella Carta dei servizi per quasi tutte le tipologie di prestazione considerate. Il mancato rispetto dello standard registrato, dichiarato dalle gestioni localizzate nelle Isole, è invece superiore al 20% per la maggior parte degli indicatori, raggiungendo circa il 40% con riferimento al tempo di risposta ai reclami e ai ritardi negli appuntamenti concordati. Si rileva che il rispetto degli standard relativi alla gestione del rapporto contrattuale è comunque inferiore per tutte le gestioni rispondenti.

Qualità contrattuale regolata dall'Autorità – Primi risultati

Nel mese di maggio si è chiusa la prima edizione della *Raccolta dati relativa alla qualità contrattuale del SII*³⁸ che ha permesso all'Autorità di effettuare un primo bilancio dei livelli di qualità contrattuale garantiti all'utenza nel corso del secondo semestre 2016 in seguito alla determinazione dei livelli contrattuali minimi, omogenei sul territorio nazionale, effettuata con la delibera 655/2015/R/idr e il relativo Allegato RQSII. La raccolta ha visto il coinvolgimento anche degli Enti di governo dell'ambito, che in diversi casi hanno richiesto al gestore il rispetto di standard qualitativi migliorativi e/o aggiuntivi in relazione a quelli fissati dall'Autorità, e che riguardo a tutte le gestioni di competenza hanno proceduto a verificare i dati dichiarati dai gestori segnalando eventuali inesattezze e/o necessità di rettifiche all'Autorità.

Con tale raccolta sono state acquisite informazioni sulle prestazioni richieste dall'utenza e le prestazioni eseguite dai gestori con riferimento agli standard fissati dall'RQSII e, laddove presenti, agli standard migliorativi e/o aggiuntivi, riconducibili alle fasi di avvio, gestione e cessazione del rapporto contrattuale.

Anche in questo caso i dati richiesti sono stati forniti in relazione alle singole Carte dei servizi e riferiti, quindi, nel caso di un gestore operante in più ATO, alle singole coppie gestore-ATO, nel seguito definite "gestioni". I dati, inoltre, sono differenziati per le tipologie d'uso, individuate dall'RQSII³⁹ in coerenza con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999:

- uso civile domestico;
- uso civile non domestico (inteso come consumi pubblici e, dunque, scuole, ospedali, caserme, edifici pubblici; centri

- sportivi, mercati, stazioni ferroviarie, aeroporti ecc.);
- altri usi (relativi ai settori commerciali artigianali e terziario in genere);
- usi industriali che scaricano in pubblica fognatura.

Ai sensi dell'RQSII, gli standard minimi di qualità contrattuale fissati dall'Autorità devono essere garantiti a tutti gli utenti sul territorio nazionale, indipendentemente dalle dimensioni e dalla tipologia societaria del gestore; tuttavia, l'obbligo di comunicazione dei dati è previsto per i soli gestori che servono più di 50.000 abitanti⁴⁰ che hanno un contatto, diretto o indiretto, con l'utenza, ossia i gestori del servizio di acquedotto/distribuzione. Nel caso di gestione separata del SII, gli standard di qualità devono essere garantiti sia dal gestore dell'acquedotto che rappresenta il riferimento diretto dell'utente medesimo per tutte le richieste inerenti al rapporto contrattuale, sia dai gestori del servizio di fognatura e/o depurazione, chiamati a eseguire interventi tecnici su richiesta dell'utente tramite il gestore del servizio di acquedotto. Sono, quindi, esentati dall'obbligo di comunicazione i soggetti che operano a monte della fase di distribuzione dell'acqua all'utenza (grossisti) e i gestori che servono fino a 50.000 abitanti. Questi ultimi, complessivamente, servono circa l'8% della popolazione residente italiana.

L'Autorità inoltre, in considerazione dell'impossibilità per alcuni gestori di adempiere a tutte le prescrizioni di qualità contrattuale nei tempi richiesti dall'RQSII, in presenza di processi di aggregazione delle gestioni attuati al fine di ottemperare alla normativa nazionale in materia, attesa la necessità di pervenire all'individuazione del soggetto unico d'ambito, superando al contempo le

³⁸ La raccolta ha consentito ai gestori del SII di ottemperare agli obblighi di comunicazione previsti dalla delibera 655/2015/R/idr.

³⁹ Come specificato all'art. 2 dell'RQSII.

⁴⁰ Come indicato all'art. 1, comma 2, della delibera 655/2015/R/idr, i gestori di minori dimensioni devono registrare tutti i dati e le informazioni rilevanti e possono essere sottoposti a controlli e ispezioni da parte dell'Autorità.

frammentazioni gestionali, ha previsto la possibilità per gli Enti di governo dell'ambito, d'intesa con il gestore, di presentare apposita istanza di deroga dall'applicazione dell'RQSII⁴¹, fino all'1 luglio 2017. Come evidenziato nelle istanze pervenute, le deroghe consentono ai gestori di efficientare gli investimenti e gli adeguamenti infrastrutturali e organizzativi indispensabili per gestire e omogeneizzare standard qualitativi spesso molto differenziati tra i soggetti interessati alle aggregazioni, evitando duplicazioni di costo e soluzioni transitorie che verrebbero necessariamente superate al concludersi del percorso di aggregazione.

Nel corso del 2016 e nella prima parte del 2017, l'Autorità ha deliberato 18 deroghe per processi di aggregazione di gestori che complessivamente servono un territorio con popolazione residente superiore agli 8 milioni di abitanti, di cui quasi 5 milioni sono localizzati nell'area Nord-Ovest. Tali valori sembrerebbero confermare il percorso di aggregazione delle gestioni del servizio idrico, finalizzato al superamento della frammentazione gestionale che ancora lo caratterizza.

Si evidenzia, infine, che alla raccolta dati non hanno partecipato i gestori del SII, la cui sede legale o operativa ricade nei comuni danneggiati dagli eventi sismici del 24 agosto 2016 e successivi⁴². Tali soggetti sono stati derogati dall'applicazione dell'RQSII in ragione del grave danno economico connesso alla particolare situazione emergenziale e in coerenza con le misure adottate dall'Autorità in occasione dei precedenti eventi sismici.

L'analisi riportata nei paragrafi seguenti è stata, dunque, effettuata su un panel⁴³ composto da 111 gestioni che coprono circa il 67% della popolazione residente italiana (circa 40 milioni di abitanti), e circa l'85% della popolazione servita da gestori tenuti alla comunicazione dei dati ai sensi dell'RQSII. Trattandosi del primo anno di implementazione dei nuovi standard di qualità introdotti dall'Autorità, e in considerazione della natura sperimentale di questa fase di avvio della regolazione, si rileva una partecipazione significativa dei gestori.

Analizzando la distribuzione percentuale del panel nelle diverse aree geografiche (Nord-Ovest, Nord-Est, Centro, Sud e Isole) riportata nella seguente figura 5.42, si rileva che circa il 50% delle gestioni rispondenti opera nelle regioni del Nord, circa il 25% nelle regioni del Centro e per il restante 25% nelle regioni del Sud e delle Isole. Rispetto alla composizione del panel relativo alla *Raccolta dati sull'efficienza e sulla qualità del SII* descritto nel precedente paragrafo, si evidenzia una riduzione degli operatori localizzati al Sud, in modo particolare nelle Isole.

Dal confronto tra la distribuzione geografica della popolazione servita dal panel (Fig. 5.43) e la popolazione residente nelle diverse aree geografiche, si evince che l'area maggiormente rappresentata è il Centro, per il quale la copertura è pari a circa l'86%, mentre il Nord-Ovest arriva al 67,5%, dato fortemente influenzato dalla quota di gestori derogati (pari al 31,7%); risulta, invece, particolarmente bassa la popolazione servita dai gestori delle Isole⁴⁴. Tali dati confermano, da un lato, l'elevato livello di adempimento alle nuove prescrizioni dell'Autorità in materia di qualità contrattuale da parte degli operatori del Nord e del Centro e, dall'altro lato, la mancanza di risposte da parte degli operatori localizzati in alcune aree del Sud e nelle Isole. Tali differenze sono in parte riconducibili anche ai diversi livelli qualitativi di partenza, nonché alle differenti caratteristiche organizzative e gestionali dei gestori coinvolti.

Carta dei Servizi

Con la raccolta è stato richiesto ai gestori e agli Enti di governo dell'ambito di attestare l'avvenuto aggiornamento della Carta dei servizi sulla base degli standard minimi di qualità contrattuale disposti dalla delibera 655/2015/R/idr.

Nella figura 5.44 viene fornita una rappresentazione, per l'Italia e per le singole aree, del livello di aggiornamento della Carta dei servizi, espresso in termini percentuali rispetto alla popolazione

41 Ai sensi dell'art. 3.2 della delibera 655/2015/R/idr, gli Enti di governo dell'ambito possono presentare, per i gestori per i quali è in corso un processo di aggregazione, apposita istanza di deroga dal rispetto degli obblighi di qualità contrattuale del SII.

42 Secondo quanto previsto dall'art. 6 della delibera 28 dicembre 2016, 810/2016/R/com, in deroga alle scadenze fissate dall'art. 1.2 della delibera 655/2015/R/idr, i gestori del SII la cui sede legale o operativa ricada nei comuni danneggiati dagli eventi sismici sono tenuti all'applicazione dell'RQSII a partire dall'1 gennaio 2018.

43 Complessivamente ha risposto alla raccolta un insieme di 128 gestori, corrispondenti a 148 gestioni che coprono circa il 70% della popolazione residente italiana (circa 41,4 milioni di abitanti). Tra questi, però, sono presenti due gestori grossisti che hanno risposto alla raccolta senza inviare dati, 31 gestori in economia che servono poche migliaia o anche poche centinaia di abitanti e hanno inviato dati non coerenti con l'oggetto della raccolta o hanno semplicemente comunicato di essere esentati, e quattro gestori derogati in quanto interessati da un processo di aggregazione in corso.

44 Si segnala che tra i rispondenti non vi è il gestore unico della Sardegna.

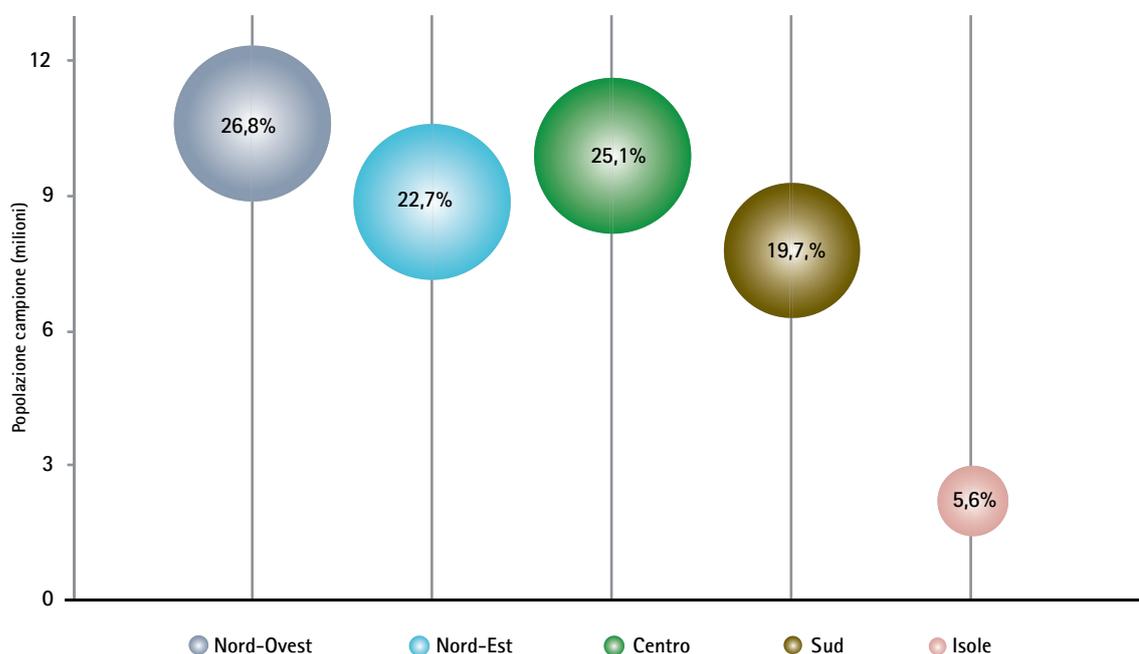


FIG. 5.42

Ripartizione geografica del panel 2016

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

servita. Dai dati dichiarati dai gestori si evince che l'85% della popolazione servita dalle gestioni del panel ha una Carta dei servizi aggiornata. Disaggregando il precedente dato relativo alla media italiana sulla base della ripartizione geografica delle gestioni, si rileva che l'aggiornamento è stato effettuato da tutti i gestori del Nord-Est, mentre risultano essere ancora inadempienti circa il 60%

delle gestioni delle Isole e il 18% delle gestioni del Centro.

Tuttavia, dai dati e dalle informazioni inviati all'Autorità si evince che in alcuni casi i gestori, pur non avendo concluso l'iter formale per l'aggiornamento della Carta, pubblicano sul proprio sito internet il riferimento all'RQSII, garantendone l'applicazione agli utenti.

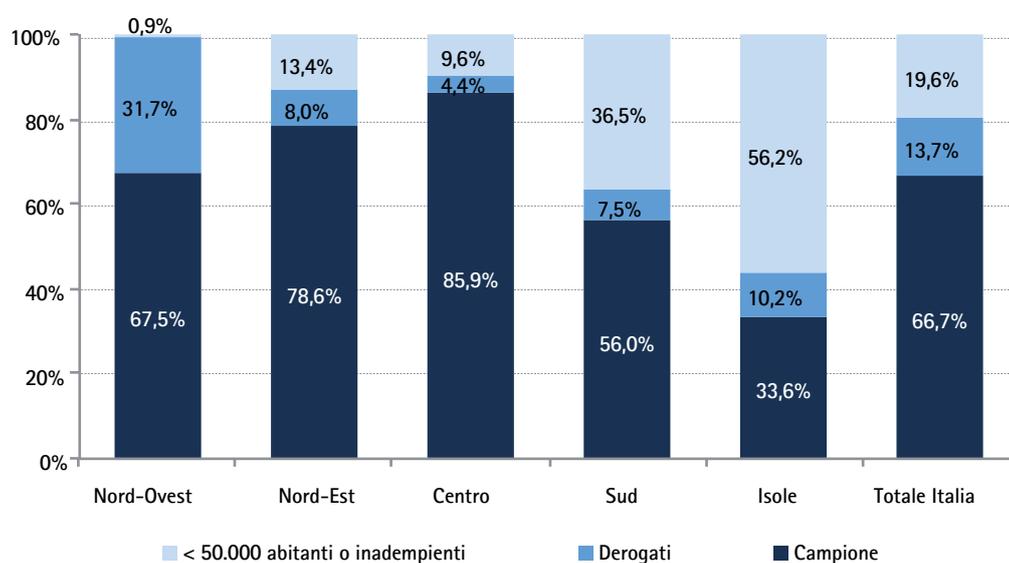


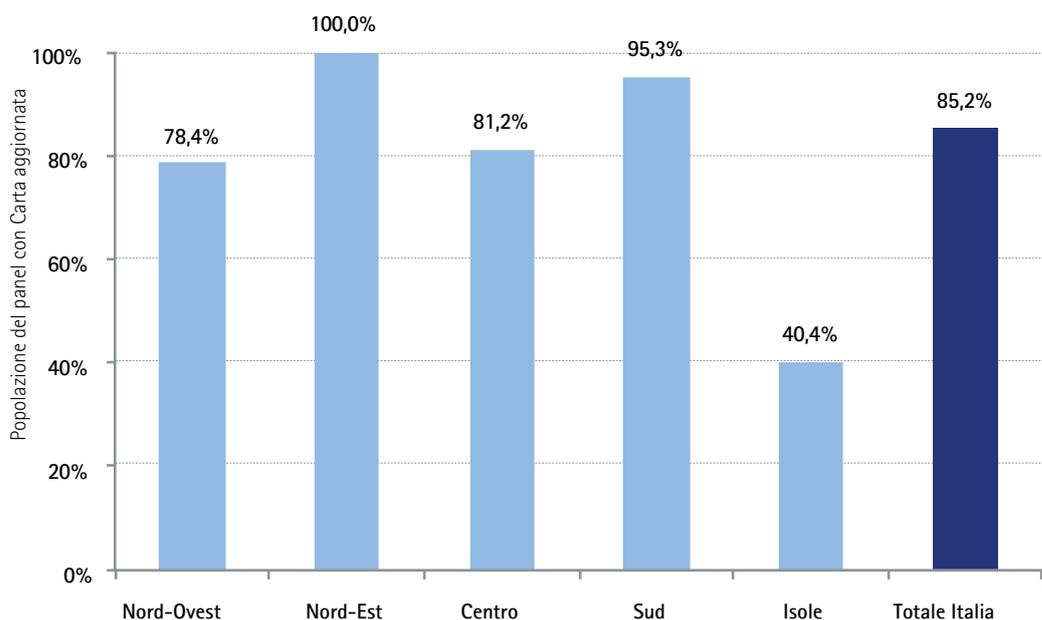
FIG. 5.43

Popolazione servita dal Panel 2016 - Ripartizione per area geografica

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.44

Ripartizione geografica della popolazione servita dal gestore con Carta dei servizi aggiornata



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

Nei paragrafi seguenti si illustra l'analisi dei livelli di qualità garantiti all'utenza, verificando sia il rispetto degli standard specifici e generali introdotti dall'Autorità a partire dall'1 luglio 2016 (29 standard specifici e dieci standard generali⁴⁵), sia l'introduzione di eventuali standard migliorativi e/o aggiuntivi approvati dall'Ente di governo dell'ambito territorialmente competente, aggregando, laddove non specificato, i dati di tutte le tipologie d'uso.

Livelli specifici di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Nella tavola 5.12 viene fornito un dettaglio sulle prestazioni eseguite relativamente a 28 standard specifici, escludendo dall'analisi lo standard specifico relativo alla periodicità di fatturazione che risulta difficilmente rappresentabile su base semestrale⁴⁶. Le elaborazioni che seguono sono volte a verificare il rispetto del livello qualitativo previsto dall'RQSII o previsto nella Carta dei servizi all'utenza, laddove tale livello sia migliorativo rispetto al livello disposto dalla menzionata RQSII.

Tenendo conto che il secondo semestre 2016 costituisce il primo periodo di applicazione sperimentale della regolazione vigente, i dati confermano un discreto livello del servizio offerto, con una percentuale di mancato rispetto dello standard generalmente inferiore al 10%.

Si riscontrano, tuttavia, alcune criticità (evidenziate in azzurro nella tavola 5.12) con percentuali di mancato rispetto elevate legate essenzialmente all'esecuzione degli allacciamenti e alle attività connesse alla misura e, più in dettaglio, alla verifica e alla sostituzione del misuratore. Con riferimento a tali prestazioni, si rileva tuttavia che dai dati dichiarati il mancato rispetto dello standard previsto dall'Autorità non sembra essere imputabile principalmente al gestore.

In generale si riscontrano livelli qualitativi elevati nelle prestazioni che afferiscono principalmente alla gestione del rapporto contrattuale, quali, ad esempio, la rettifica di fatturazione, la preventivazione che non necessita di sopralluogo, l'emissione della fattura, i tempi per l'esecuzione della voltura e delle riattivazioni delle forniture in seguito a sospensione per morosità.

⁴⁵ Gli standard generali introdotti diventano 14 a partire dall'1 gennaio 2017 con l'entrata in vigore delle disposizioni in tema di servizio telefonico.

⁴⁶ Lo standard specifico relativo alla periodicità di fatturazione consiste nel garantire un numero minimo di fatture annue che varia a seconda del consumo medio annuo dell'utente (2, 3, 4 o 6 fatture/anno). Con riferimento alla fascia per la quale sono previste tre fatture all'anno, su base semestrale un gestore potrebbe essere considerato adempiente sia con due sia anche con una sola fattura emessa nel periodo considerato. Pertanto, le analisi del presente Capitolo, concentrate essenzialmente sul rispetto o meno dello standard a livello aggregato, risultano di difficile rappresentazione con riferimento a tale standard.

TAV. 5.12

Prestazioni eseguite relativamente agli standard specifici

INDICATORE	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE	% ENTRO LO STANDARD	% FUORI STANDARD	di cui ritardo singolo	di cui ritardo doppio	di cui ritardo triplo	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD
Fascia di puntualità per gli appuntamenti	155.820	97,4%	2,6%	1,8%	0,1%	0,7%	99,3%
Tempo di attivazione della fornitura	50.538	89,6%	10,4%	7,2%	1,3%	1,9%	64,5%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del livello di pressione	663	94,9%	5,1%	3,3%	0,5%	1,4%	100,0%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in laboratorio	1.030	74,4%	25,6%	19,5%	3,6%	2,5%	90,5%
Tempo di comunicazione dell'esito della verifica del misuratore effettuata in loco	2.938	94,7%	5,3%	4,9%	0,3%	0,1%	61,8%
Tempo di disattivazione della fornitura	80.716	92,2%	7,8%	6,0%	0,8%	1,1%	64,4%
Tempo di esecuzione della voltura	174.157	98,5%	1,5%	0,7%	0,2%	0,6%	73,4%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	1.183	95,2%	4,8%	1,7%	0,9%	2,2%	10,5%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico che comporta l'esecuzione di lavoro semplice	9.871	87,1%	12,9%	8,3%	1,9%	2,7%	83,8%
Tempo di esecuzione di lavori semplici	2.120	88,5%	11,5%	8,2%	1,5%	1,8%	53,7%
Tempo di intervento per la verifica del livello di pressione	954	96,2%	3,8%	2,7%	0,5%	0,5%	41,7%
Tempo di intervento per la verifica del misuratore	5.992	82,1%	17,9%	15,9%	0,8%	1,2%	23,0%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario con sopralluogo	10.014	95,8%	4,2%	3,2%	0,5%	0,4%	61,6%
Tempo di preventivazione per allaccio fognario senza sopralluogo	238	92,4%	7,6%	5,5%	0,8%	1,3%	100,0%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico con sopralluogo	38.078	90,7%	9,3%	8,1%	0,7%	0,6%	85,9%
Tempo di preventivazione per allaccio idrico senza sopralluogo	2.106	96,1%	3,9%	2,4%	0,7%	0,9%	90,4%
Tempo di preventivazione per lavori con sopralluogo	7.949	93,4%	6,6%	5,1%	0,6%	0,9%	67,2%
Tempo di preventivazione per lavori senza sopralluogo	455	98,7%	1,3%	0,7%	0,7%	0,0%	50,0%
Tempo di rettifica di fatturazione	17.175	99,2%	0,8%	0,7%	0,1%	0,0%	81,3%
Tempo di riattivazione della fornitura in seguito a disattivazione per morosità	23.668	97,6%	2,4%	2,1%	0,2%	0,1%	90,3%
Tempo di riattivazione ovvero di subentro nella fornitura con modifiche alla portata del misuratore	292	96,6%	3,4%	3,1%	0,3%	0,0%	60,0%
Tempo di riattivazione ovvero di subentro nella fornitura senza modifiche alla portata del misuratore	68.551	95,9%	4,1%	3,5%	0,4%	0,2%	70,5%
Tempo di sostituzione del misuratore malfunzionante	8.815	85,1%	14,9%	12,3%	1,3%	1,3%	7,3%
Tempo per la risposta a reclami	35.032	95,1%	4,9%	4,5%	0,2%	0,2%	95,4%
Tempo per la risposta a richieste scritte di informazioni	58.688	98,0%	2,0%	0,8%	0,0%	1,1%	99,6%
Tempo per l'emissione della fattura	21.867.650	98,6%	1,4%	1,2%	0,1%	0,1%	81,6%
Tempo per l'inoltro all'utente finale della comunicazione ricevuta dal gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	1	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Tempo per l'inoltro della richiesta ricevuta dall'utente finale al gestore del servizio di fognatura e/o depurazione	3	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSI.

I livelli di rispetto degli standard specifici, calcolati sul complesso delle prestazioni eseguite da tutte le gestioni del panel, vengono ripartiti nella figura 5.45 per area geografica⁴⁷. Questa analisi permette di rilevare un miglior livello del servizio nelle aree del Nord, mentre appare più basso il livello di qualità del servizio garantito dalle gestioni del Sud e delle Isole. Tale dato, che conferma quanto emerso nelle precedenti raccolte dati, è in parte riconducibile al minor livello qualitativo previsto anche negli anni passati dalle gestioni di queste aree, in particolare delle Isole (Figg. 5.40 e 5.41), e dalla conseguente difficoltà ad adeguarsi in tempi rapidi ai livelli qualitativi migliorativi previsti dall'RQSII.

Nella figura 5.46 vengono rappresentati gli esiti di un'analisi relativa agli indennizzi da erogare agli utenti, effettuata aggregando le gestioni per singola area geografica; in particolare, vengono riportati il valore da indennizzare in rapporto alle utenze servite e il peso dei casi con diritto all'indennizzo – che costituisce il sottoinsieme delle prestazioni fuori standard imputabile al gestore – sul totale delle prestazioni eseguite. Dal confronto tra i risultati delle analisi riportate nelle figure 5.45 e 5.46, il più basso livello qualitativo sembrerebbe non dipendere da cause imputabili al gestore. Le prestazioni fuori

standard che danno diritto all'erogazione automatica dell'indennizzo dato che, secondo quanto dichiarato, il mancato rispetto dello standard medesimo è imputabile al gestore, risulterebbero infatti (fatte salve successive verifiche dell'Autorità) molto contenute nelle zone del Sud e delle Isole, rispettivamente, lo 0,25% e lo 0,15% delle prestazioni eseguite. Conseguentemente, anche il rapporto tra importo da indennizzare e utenze servite risulterebbe particolarmente contenuto in queste aree (rispettivamente 0,137 € e 0,057€), contro un importo medio per la totalità delle utenze del panel pari a 0,65€.

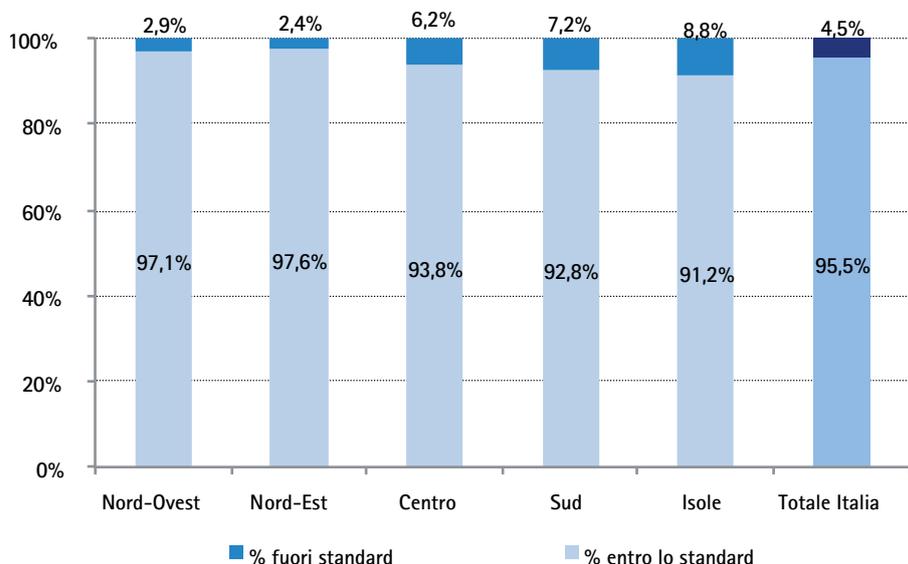
Nella tavola 5.13 viene approfondita l'analisi sugli indennizzi, effettuando un confronto con il totale indennizzato nel primo semestre 2016, ossia prima dell'entrata in vigore degli standard di qualità fissati dall'Autorità con l'RQSII, e indagando su eventuali differenze tra tipologie d'utenza.

Dai dati dichiarati si evince un incremento considerevole degli indennizzi erogati (e da erogare) all'utente in seguito all'introduzione dell'RQSII.

In particolare nel secondo semestre 2016, si rilevano oltre 270.000 casi con diritto all'indennizzo automatico, che generano un totale di oltre 8 milioni di euro da indennizzare⁴⁸, a fronte di circa 152.000 €

FIG. 5.45

Rispetto degli standard specifici per area



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

⁴⁷ Dall'analisi viene escluso lo standard "Tempo per l'emissione della fattura" che, con circa il 97% delle prestazioni eseguite (quasi 22 milioni di prestazioni), influenza eccessivamente il risultato medio e non permette di fornire un'adeguata rappresentazione degli altri 27 indicatori.

⁴⁸ Al 31 dicembre 2016 erano stati erogati all'utenza 313.200 €. Tale differenza è dovuta in larga parte al fatto che l'indennizzo deve essere erogato con la prima bolletta utile, che nel maggior numero dei casi è stata emessa nel corso del 2017, e per la restante parte a ritardi imputabili al gestore. L'effettiva erogazione di tutti gli indennizzi dovuti sarà verificata a valle della raccolta dati 2017, nella quale i gestori dovranno dichiarare anche l'ammontare di indennizzi erogati nel 2017 su prestazioni effettuate nel 2016.

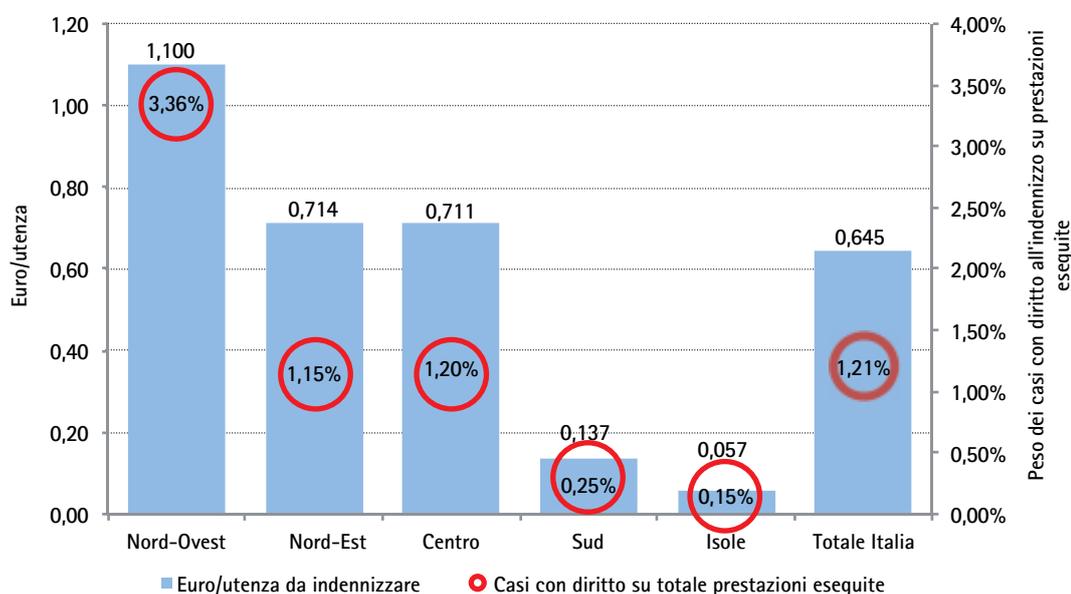


FIG. 5.46

Casi con diritto all'indennizzo e indennizzi automatici medi per area

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

di indennizzi erogati all'utenza in seguito a richiesta formale, nel semestre precedente l'entrata in vigore dell'RQSII.

Focalizzando l'attenzione sulle diverse tipologie di utenza, e in particolare sull'ammontare da indennizzare rapportato alle utenze servite, emerge una sostanziale omogeneità tra le diverse tipologie, con valori che oscillano tra i 64 c€ per l'uso civile domestico e i 72 c€ per l'uso civile non domestico, fatta eccezione per gli usi industriali che scaricano in pubblica fognatura, per i quali si rileva un valore quasi dimezzato rispetto alle altre tipologie.

Livelli generali di qualità delle prestazioni erogate all'utenza

Il rispetto degli standard generali fissati dall'RQSII, o di quelli migliorativi riportati nella Carta dei servizi, appare meno soddisfacente in confronto a quanto espresso per gli standard specifici, come risulta dalla tavola 5.14 nella quale viene fornito un dettaglio sulle prestazioni complessivamente eseguite fuori standard dai gestori del panel. In particolare, meno della metà degli standard analizzati presenta un livello di rispetto pari ad almeno il 90%. Le principali criticità si riscontrano in relazione al preavviso minimo per la disdetta degli

TIPOLOGIA D'UTENZA	II SEMESTRE 2016				I SEMESTRE 2016	
	CASI CON DIRITTO ALL'INDENNIZZO (N.)	TOTALE DA INDENNIZZARE (€)	€/UTENZA DA INDENNIZZARE	TOTALE INDENNIZZI EROGATI AL 31/12 (N.)	TOTALE INDENNIZZATO AL 31/12 (€)	TOTALE INDENNIZZATO
Uso civile domestico	233.548	7.006.440	0,64	7.919	258.240	125.506
Uso civile non domestico	10.068	302.040	0,72	257	10.170	11.741
Altri usi	28.947	868.410	0,71	1.399	44.640	
Usi industriali che scaricano in pubblica fognatura	306	9.180	0,37	5	150	14.140
TOTALE COMPLESSIVO	272.869	8.186.070	0,64	9.580	313.200	151.387

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII e della determina 5/2016 - DSID.

TAV. 5.13

Indennizzi automatici per tipologia d'utenza – Confronto con il primo semestre 2016

appuntamenti concordati, che presenta una percentuale di fuori standard pari a circa il 23%, e ai tempi di esecuzione degli allacci complessi, con percentuali di mancato rispetto superiori al 17%.

In relazione agli allacciamenti fognari si segnala, tuttavia, che il mancato rispetto dei tempi sembrerebbe imputabile al gestore in minima parte.

Nella figura 5.47 si riportano i dati relativi alle quote di gestioni che rispettano i singoli standard generali previsti dall'Autorità e/o il livello migliorativo garantito nella Carta dei servizi. Suddividendo il panel tra adempienti e inadempienti, si rileva che la quota di gestioni che non raggiungono i livelli garantiti nella Carta dei servizi risulta per tutti gli standard superiore al 10%, con picchi del 47% di gestioni inadempienti rispetto ai tempi di preavviso in caso di disdetta dell'appuntamento concordato e del 39% rispetto ai tempi di esecuzione dell'allaccio fognario complesso.

Nella figura 5.48 vengono riportati i livelli di rispetto degli standard generali, calcolati sul complesso delle prestazioni eseguite, con riferimento a tutti gli standard generali, da tutte le gestioni del panel, ripartite per area geografica.

Analogamente a quanto rilevato in relazione agli standard specifici, emerge un miglior livello del servizio nelle aree del Nord, e in particolare del Nord-Ovest, e un più basso livello di qualità del servizio garantito dalle gestioni delle Isole. In questo caso, però, il livello peggiore si registra al Centro, con quasi il 25% delle prestazioni eseguite fuori standard.

Standard migliorativi e standard aggiuntivi offerti all'utenza

Risulta di particolare interesse approfondire l'analisi concentrando l'attenzione sui casi in cui all'utenza viene garantito, nella Carta

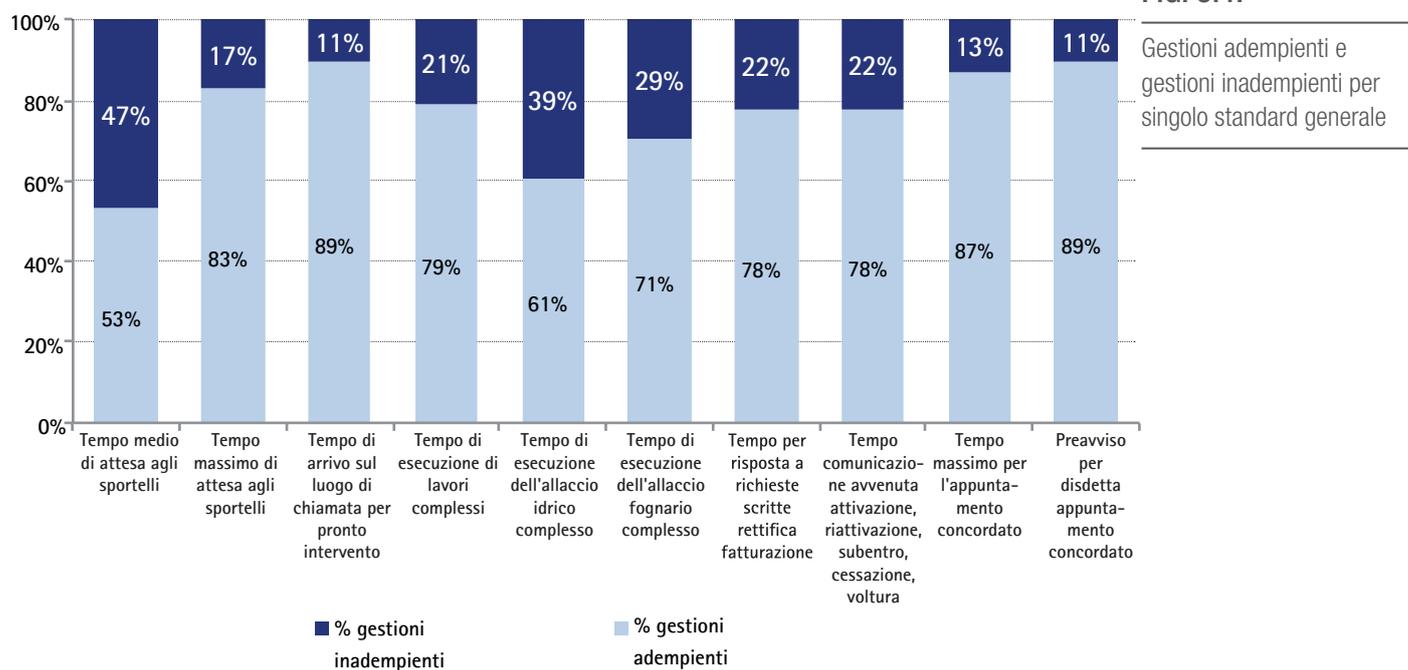
TAV. 5.14

Prestazioni eseguite fuori standard relativamente agli standard generali

INDICATORE	LIVELLO DI RISPETTO PREVISTO DALL'RQSII	TOTALE PRESTAZIONI ESEGUITE	% ENTRO LO STANDARD	% FUORI STANDARD	% FUORI STANDARD PER CAUSE IMPUTABILI AL GESTORE SU FUORI STANDARD
Preavviso minimo per la disdetta dell'appuntamento concordato	95%	2.198	77,2%	22,8%	97,0%
Tempo massimo per l'appuntamento concordato	90%	137.029	91,4%	8,6%	95,7%
Tempo per la comunicazione dell'avvenuta attivazione, riattivazione, subentro, cessazione, voltura	90%	31.395	96,8%	3,2%	86,6%
Tempo per la risposta a richieste scritte di rettifica di fatturazione	95%	14.002	94,3%	5,7%	86,8%
Tempo di esecuzione dell'allaccio fognario complesso	90%	2.286	82,1%	17,9%	12,9%
Tempo di esecuzione dell'allaccio idrico complesso	90%	9.267	82,6%	17,4%	99,9%
Tempo di esecuzione di lavori complessi	90%	3.248	85,7%	14,3%	91,4%
Tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento	90%	108.468	88,5%	11,5%	99,7%
Tempo massimo di attesa agli sportelli	95%	1.269.677	94,7%	5,3%	98,7%
Tempo medio di attesa agli sportelli	20 minuti	1.274.967	12,17 minuti		-

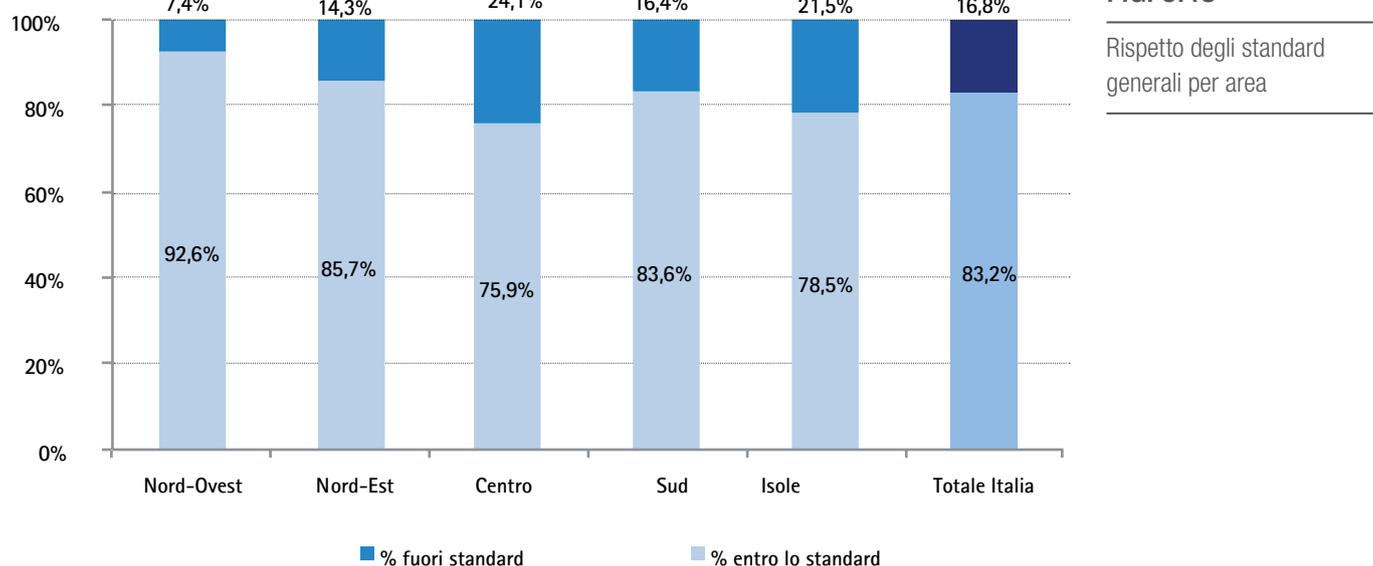
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.47



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.48



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

dei servizi, uno standard migliorativo o aggiuntivo rispetto a quelli previsti dall'Autorità.

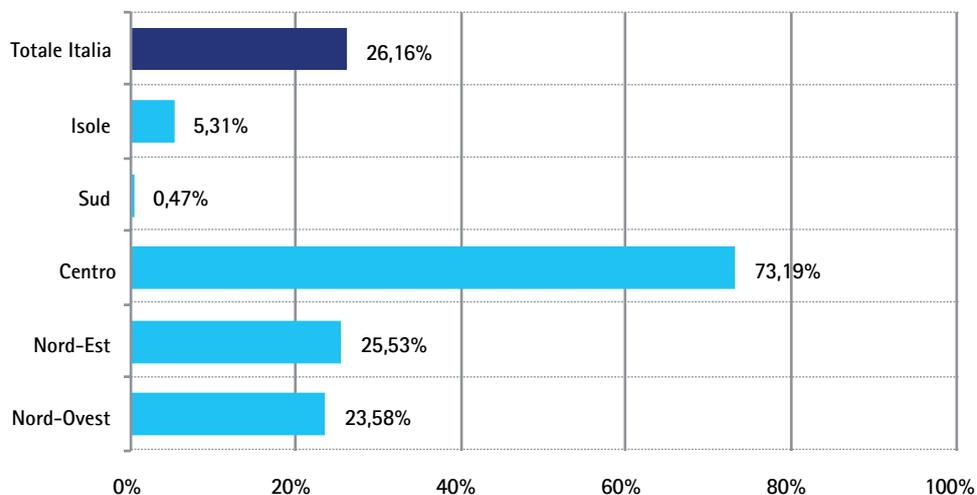
Con riferimento all'offerta di standard migliorativi, dall'analisi dei dati si evince che 27 gestioni hanno offerto agli utenti standard specifici e/o generali migliorativi. Nella figura 5.49 si riportano le

percentuali di popolazione residente italiana, suddivise per area, servita da almeno uno standard migliorativo.

Si rileva che complessivamente al 26% della popolazione italiana è stato offerto almeno uno standard di qualità migliorativo rispetto a quelli fissati dall'Autorità e che le gestioni che offrono tali incrementi

FIG. 5.49

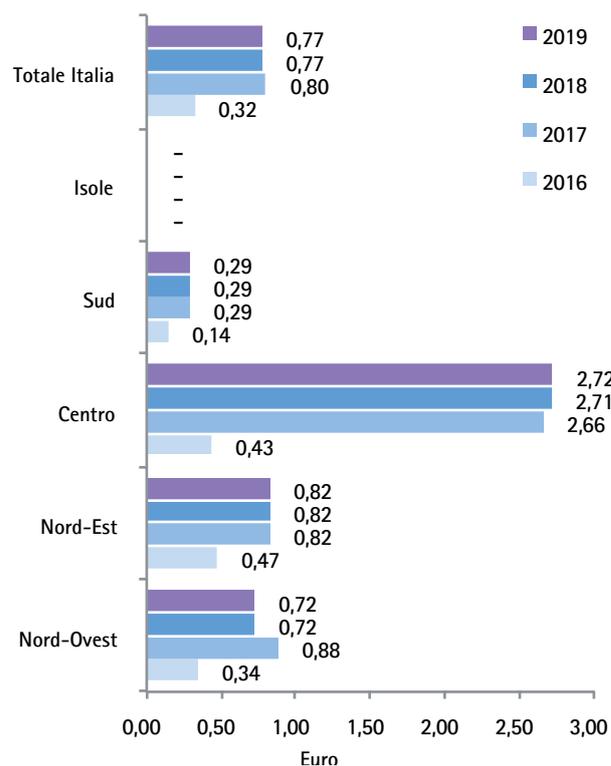
Popolazione cui è offerto almeno uno standard migliorativo - Per area



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

FIG. 5.50

Opex_{QC} approvati nel quadriennio 2016-2019 pro capite - Per area



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi dell'RQSII.

di qualità sono localizzate prevalentemente nel Centro, dove al 73% della popolazione residente è garantito almeno uno standard migliorativo e in una gestione vengono garantiti all'utenza 35 standard migliorativi e quattro standard aggiuntivi. In totale sono stati

proposti all'utenza 213 standard migliorativi, essenzialmente relativi alla riduzione dei tempi nell'esecuzione di una determinata tipologia di prestazione; in particolare è stata garantita in 19 casi (circa il 9%) una riduzione del tempo di risposta al reclamo, in 16 casi (circa

il 7,5%) una riduzione del tempo di risposta scritta alla richiesta di informazioni e in 15 casi (circa il 7%) una riduzione del tempo medio di attesa agli sportelli.

In media, le 27 gestioni del panel analizzato hanno garantito all'utenza circa otto standard migliorativi.

Dall'analisi della popolazione residente italiana servita da almeno uno standard aggiuntivo rispetto a quelli previsti dall'RQSII, suddivisa per area, emerge che gli operatori delle Isole non offrono standard aggiuntivi, mentre a quasi il 50% della popolazione del Centro è offerto almeno uno standard aggiuntivo. In particolare, buona parte dei gestori ha fissato standard per i casi di errata chiusura dell'utenza per morosità e per eventuali mancate letture del contatore imputabili al gestore. Alcuni gestori, operanti nell'area Nord-Est e al Centro, invece, hanno anticipato al secondo semestre 2016 l'applicazione degli standard di qualità previsti dall'Autorità in tema di servizi telefonici, che di norma sono entrati in vigore a partire dal 2017. Complessivamente, a quasi il 12% della popolazione italiana è garantito almeno uno standard aggiuntivo rispetto a quelli previsti dall'Autorità.

Impatto tariffario della regolazione della qualità

L'approvazione dell'RQSII, con cui l'Autorità ha introdotto standard qualitativi omogenei sul territorio nazionale, ha comportato rilevanti modifiche organizzative e gestionali per la maggior parte dei gestori del SII che garantiva standard qualitativi definiti su base territoriale in coerenza con quanto disposto dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 29 aprile 1999.

In considerazione delle differenze esistenti tra gli operatori e delle necessarie modifiche organizzative e gestionali, al fine di garantire l'applicazione dell'RQSII, l'Autorità, nell'MTI-2, ha esplicitamente previsto il riconoscimento di costi aggiuntivi $Opex_{qc}$, connessi all'adeguamento agli standard di qualità del servizio previsti dalla delibera 655/2015/R/idr e, su richiesta dell'Ente di governo dell'ambito, il riconoscimento di premi per il raggiungimento di standard ulteriori e migliorativi considerati prioritari dal medesimo Ente. Ad oggi l'Autorità ha accolto solo due istanze per il riconoscimento dei menzionati premi.

I costi riconosciuti ai gestori per l'adeguamento agli standard qualitativi immessi dall'Autorità e per garantire gli eventuali standard migliorativi introdotti, pari in media a 0,8 €/anno per abitante, risultano essere contenuti.

Dall'analisi della figura 5.50, che riporta la distribuzione geografica di tali costi, si evince che i maggiori oneri (pari a circa 2,7 €/anno per abitante) vengono sostenuti dagli abitanti del Centro ai quali, tuttavia, i gestori garantiscono un elevato numero di standard migliorativi e aggiuntivi rispetto a quelli minimi fissati dall'Autorità. Dai dati riportati nella tavola 5.15 risulta che alla data del 31 maggio 2017 l'Autorità ha approvato gli $Opex_{qc}$ ⁴⁹ relativi a 34 gestioni per un ammontare complessivo pari a circa 29,5 milioni di euro per l'intero quadriennio 2016-2019, a fronte di una richiesta di oneri aggiuntivi pari a circa 35,5 milioni di euro. La maggior parte delle gestioni è concentrata nelle aree del Nord (29 gestioni con $Opex_{qc}$ approvati a fronte di 31 gestioni richiedenti) per un ammontare complessivo di circa 17 milioni di euro.

TAV. 5.15

$Opex_{qc}$ richiesti e $Opex_{qc}$ approvati per il quadriennio 2016-2019

AREA	GESTIONI CON $Opex_{qc}$ RICHIESTI (N.)	GESTIONI CON $Opex_{qc}$ APPROVATE (N.)	AMMONTARE RICHIESTO NEL QUADRIENNIO (€)	AMMONTARE APPROVATO NEL QUADRIENNIO (€)	AMMONTARE NON APPROVATO NEL QUADRIENNIO	VARIAZIONE AMMONTARE
Nord-Ovest	14	14	9.049.997	6.661.132	2.388.865	-26%
Nord-Est	17	15	13.098.721	10.351.310	2.747.410	-21%
Centro	6	4	9.210.843	8.393.843	817.000	-9%
Sud	1	1	4.072.950	4.072.950	-	-
Isole	-	-	-	-	-	-
Totale Italia	38	34	35.432.511	29.479.236	5.953.275	-17%

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati comunicati dai gestori ai sensi del RQSII.

⁴⁹ La componente tariffaria $Opex_{qc}$ è stata prevista dalla delibera 664/2015/R/idr (con la quale è stato approvato l'MTI-2) a copertura dei costi operativi necessari per l'adeguamento dei livelli qualitativi da garantire all'utenza laddove inferiori a quelli definiti con l'RQSII.

**Autorità per l'energia elettrica il gas
e il sistema idrico**

Relazione annuale sullo stato dei servizi
e sull'attività svolta

Redazione

Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico
Direzione Relazioni esterne, istituzionali
e Divulgazione

Piazza Cavour 5, 20121 Milano
tel. 02 655 651
e-mail: info@autorita.energia.it

Allea S.r.l.

Impaginazione

Pomilio Blumm S.r.l.

Stampa

Istituto Poligrafico e Zecca dello Stato

La carta utilizzata per la stampa di questi volumi è *Revive 100 Natural Uncoated*, una carta naturale composta al 100% da fibre riciclate. Viene prodotta in una cartiera danese che utilizza esclusivamente biocombustibile, sapone naturale per sbiancare le fibre riciclate e che riutilizza tutti gli scarti della lavorazione della carta per la produzione di cemento e altri materiali. *Revive 100 Natural* gode di numerose certificazioni, tra le quali il prestigioso Angelo Blu e l'Ecolabel europeo, sinonimo di prodotto ecosostenibile.



