



Relazione 418/2018/I

RELAZIONE ANNUALE
ALL'AGENZIA INTERNAZIONALE PER LA COOPERAZIONE
FRA I REGOLATORI NAZIONALI DELL'ENERGIA
E ALLA COMMISSIONE EUROPEA
SULL'ATTIVITÀ SVOLTA E I COMPITI
DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE

2 agosto 2018

INDICE

1	Prefazione	4
2	Sommario/Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale nel 2017....	6
3	Il mercato elettrico.....	35
3.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	35
3.1.1	Unbundling.....	35
3.1.2	Regolamentazione tecnica.....	36
3.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti.....	57
3.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	71
3.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	83
3.2	Promozione della concorrenza	84
3.2.1	Mercati all'ingrosso.....	84
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	91
3.2.1.2	Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.....	94
3.2.2	Mercati al dettaglio.....	96
3.2.2.1	Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza...	110
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	117
3.3	Sicurezza delle forniture	122
3.3.1	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica.....	122
3.3.2	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture.....	122
3.3.3	Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta	125
4	Il mercato del gas naturale	126
4.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	126
4.1.1	Unbundling.....	126
4.1.2	Regolamentazione tecnica.....	126

4.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione	136
4.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	142
4.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	144
4.2	Promozione della concorrenza	145
4.2.1	Mercati all'ingrosso.....	145
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	151
4.2.1.2	Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza..	158
4.2.2	Mercati al dettaglio.....	159
4.2.2.1	Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza...	167
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	172
4.3	Sicurezza delle forniture	173
5	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie nell'elettricità e nel gas	174
5.1	Protezione dei consumatori.....	174
5.2	Gestione delle controversie	185

1 PREFAZIONE

Questo documento, redatto dalla neo-denominata Autorità di Regolazione per Energia Reti ed Ambiente, fornisce all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia (ACER) e alla Commissione europea – ormai da diverso tempo nella versione aggiornata annualmente – un rapporto sull'attività svolta e sull'esecuzione dei compiti regolatori ai sensi degli articoli 37.1.e) e 41.1.e) rispettivamente delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

La struttura consolidata del rapporto, in linea con quanto definito dal Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER), è stata a suo tempo condivisa con l'ACER e con la Direzione Generale per l'Energia della Commissione europea, in modo che la situazione italiana illustrata nel presente documento sia di facile raffronto con gli analoghi rapporti degli altri Stati Membri.

Qui vengono analizzati i principali elementi di evoluzione strutturale dei due mercati italiani, elettricità e gas, sia relativamente all'attività regolatoria sia allo stato della concorrenza. Il rapporto include inoltre una descrizione della recente evoluzione normativa e regolatoria sul mercato energetico, dell'attività svolta in tema di protezione dei consumatori e di sicurezza delle forniture, questa ultima per gli aspetti di competenza del regolatore nazionale.

Il Regolatore dell'energia svolge la sua azione quotidiana nell'ambito della transizione energetica dello Stato membro cui appartiene e, più in generale, della transizione euro-unitaria. Esso è portatore, però, di un valore aggiuntivo: la sua indipendenza dagli interessi costituiti e dal Governo. Non a caso il terzo pacchetto energia UE dispone che il Regolatore <<... *non accetti nè solleciti alcuna direttiva impartita dai Governi degli Stati membri*>>. Con questa "carica" speciale di indipendenza che, richiedendo elevatissima autonomia di giudizio e di valutazione presuppone requisiti di straordinaria competenza per non "dipendere" in alcun modo dai soggetti regolati, l'Autorità persegue, nell'ambito del proprio ruolo distintivo, le stesse finalità che vanno garantite in tutti gli Stati dell'Unione: la sicurezza delle forniture, la decarbonizzazione accelerata dell'intera economia e la minimizzazione dei prezzi per la competitività dell'economia e il benessere dei cittadini. Insomma il ben noto trilemma europeo.

L'Italia, mercato tra i più significativi dell'Unione europea, è avanzata nel perseguire queste tre finalità ed oggi saluta in modo particolarmente favorevole l'avvento del pacchetto *Clean Energy for all Europeans* che, oltre ai diversi obiettivi sfidanti ivi contenuti, riconosce e valorizza gli importanti passi in avanti compiuti dal nostro Paese negli anni scorsi, in particolare sul piano regolatorio. Questo è un bene in quanto anche il comparto energia-clima "respira" di Europa, pena l'appassimento della tensione verso gli obiettivi.

In questo mutato scenario le autorità nazionali hanno messo in atto nuove procedure di coregolazione, in cui vengono assunte decisioni di valenza europea o regionale senza dimenticare le specificità dei singoli sistemi interconnessi. Sono stati così approntati numerosi codici di rete e "linee guida", un nutrito *corpus* normativo europeo che ha dato avvio in tutti gli Stati membri a processi di riforma che dureranno ancora per gli anni a venire.

Questo è il nostro ultimo rapporto in quanto abbiamo esaurito il nostro mandato settennale di Regolatore. Ciononostante l'Autorità italiana continuerà la propria azione con un vertice

rinnovato. Auspico che anche il nuovo Consiglio voglia proseguire nel lavoro intenso con ACER e in CEER e con gli altri regolatori europei, così come fino ad oggi, nel conseguimento dell'integrazione dei mercati e delle infrastrutture.

2 SOMMARIO/PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE NEL 2017

Principali novità nell'ambito della legislazione europea

Nel 2017 l'attività delle istituzioni europee in materia di energia e sviluppo delle infrastrutture si è concentrata sulla discussione a livello di Consiglio e Parlamento europeo delle proposte legislative avanzate dalla Commissione europea rientranti nel cosiddetto pacchetto *Energia pulita per tutti gli europei*, pubblicato il 30 novembre 2016. Tali proposte legislative riguardano l'efficienza energetica, le energie rinnovabili, l'assetto del mercato dell'energia elettrica, la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e le norme sulla *governance* per l'Unione dell'energia.

Nel 2017 è stato approvato, inoltre, il Regolamento (UE) 2017/1938 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas, che introduce, tra l'altro, un meccanismo di solidarietà e cooperazione tra Stati limitrofi in caso di emergenza energetica.

Nell'anno appena trascorso sono entrati in vigore tre Regolamenti implementativi delle disposizioni del Terzo Pacchetto per il settore elettrico e due per il settore del gas naturale. In particolare, nel 2017 è entrato in vigore il Regolamento UE 2195/2017 che istituisce le linee guida per i mercati del bilanciamento ovvero di quei mercati utilizzati dagli Operatori di rete per approvvigionarsi, anche a livello transfrontaliero, delle risorse di riserva necessarie per mantenere il sistema in equilibrio in tempo reale; il Regolamento 2196/2017 che istituisce un codice di rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica; il Regolamento 1485/2017 che stabilisce orientamenti in materia di gestione del sistema di trasmissione dell'energia elettrica. Per quanto riguarda il gas naturale, il 17 marzo 2017 sono stati pubblicati nella Gazzetta Ufficiale UE la modifica del Codice di rete per i meccanismi di allocazione della capacità sui sistemi di trasmissione (Regolamento UE n. 459/2017) contenente nuove norme per l'allocazione della capacità incrementale e del Codice di rete per l'armonizzazione delle tariffe di trasporto del gas naturale (Regolamento UE 460/2017 o Codice TAR). Quest'ultimo delinea norme per favorire la coerenza delle strutture tariffarie per il trasporto del gas.

Principali novità nell'ambito della legislazione nazionale

Nel corso del 2017 i settori dell'energia elettrica, del gas e del sistema idrico sono stati interessati da alcuni importanti interventi normativi di seguito illustrati in ordine di approvazione.

Legge n. 96/2017

La **legge 21 giugno 2017, n. 96**, ha introdotto, tra l'altro, alcune misure vari per lo sviluppo del sistema energetico. Essa ha stabilito tra l'altro:

- l'identificazione di parametri per favorire l'interoperabilità delle colonnine, pubbliche e private, di ricarica dei veicoli elettrici, finalizzate a garantire la loro più ampia compatibilità con i veicoli a trazione elettrica in circolazione;
- la rimodulazione degli incentivi per i titolari di impianti di generazione di energia elettrica, alimentati da bioliquidi sostenibili;
- la proroga sino al 31 dicembre 2017 del termine per la trasmissione al Ministero dello sviluppo economico della documentazione da parte degli esercenti di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili, che fruiscono, fino al 31 dicembre 2021, di un incentivo sull'energia prodotta. La documentazione serve per la notifica

alla Commissione europea ai fini della verifica di compatibilità delle misure con la *Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia per gli anni 2014-2020*, di cui alla Comunicazione 2014/C 200/01 (*Linee Guida*);

- interventi sulla disciplina dei controlli e delle sanzioni in tema di incentivi nel settore fotovoltaico e nel settore eolico.

Legge n. 124/2017

Al termine di un lungo e complesso esame parlamentare¹, è stata approvata la **legge 4 agosto 2017, n. 124**, recante **Legge annuale per il mercato e la concorrenza**. Tale legge, entrata in vigore il 29 agosto 2017, ha introdotto diverse norme relative ai mercati energetici, le più importanti delle quali determinano la rimozione della disciplina transitoria dei prezzi nei settori del gas naturale (servizio di tutela) e dell'energia elettrica (servizio di maggior tutela) a partire dall'1 luglio 2019. Da questa data, quindi, non potranno più ottenere l'applicazione dei prezzi tutelati i consumatori domestici nel settore gas e i consumatori domestici e le imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai dieci milioni di euro nel settore dell'energia elettrica. Per coloro che al superamento del regime di maggior tutela si troveranno senza un fornitore di energia elettrica, viene introdotto un servizio di salvaguardia, regolato dall'Autorità attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero. Ciò per garantire la continuità della fornitura.

La legge ha poi introdotto una serie di interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati *retail*. In relazione a questo secondo aspetto, vi sono le misure descritte nel seguito.

Per assicurare la confrontabilità e l'evidenza pubblica delle offerte di fornitura di energia elettrica e di gas, l'Autorità deve predisporre la realizzazione e la gestione di un portale informatico per la raccolta e la pubblicazione delle offerte sul mercato *retail*, con particolare riferimento alle utenze domestiche, alle imprese connesse in bassa tensione e alle imprese con consumi annui non superiori a 200.000 Sm³. Il portale sarà realizzato e gestito dal gestore del Sistema informativo Integrato (SII), cioè da Acquirente Unico. L'Autorità deve inoltre istituire un comitato tecnico-consultivo con funzioni di garanzia in merito ai contenuti del portale stesso.

Ai fini della pubblicazione delle offerte, la legge impone agli operatori della vendita dell'energia elettrica o di gas l'obbligo di inviare all'Autorità e di pubblicare sul proprio sito almeno una proposta di offerta di fornitura a prezzo variabile e una a prezzo fisso, per le utenze domestiche e non domestiche connesse in bassa tensione e per le utenze con consumi annui non superiori a 200.000 Sm³.

Secondo quanto stabilisce la legge n. 124/2017, l'Autorità ha il compito di trasmettere al Ministero dello sviluppo economico, entro 6 mesi dall'entrata in vigore, un rapporto relativo al monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas, con particolare riguardo al raggiungimento di determinati obiettivi, finalizzati alla cessazione del regime della maggior tutela nei mercati di vendita al dettaglio dell'energia e del gas. Sulla base del rapporto, entro 60 giorni dalla trasmissione, il Ministro dello sviluppo economico dovrà poi adottare un decreto che darà conto del raggiungimento di tali obiettivi. Il mancato raggiungimento degli stessi comporterà l'adozione, da parte dello stesso Ministero e dell'Autorità, ciascuno nel rispetto delle proprie competenze, dei provvedimenti necessari a favorirne il raggiungimento. Il provvedimento dovrà

¹ Di cui si è dato conto anche nei precedenti *Annual report*.

altresì definire le misure necessarie affinché la cessazione del regime della maggior tutela e l'ingresso consapevole nel mercato dei clienti finali avvenga secondo meccanismi che assicurino la concorrenza, la pluralità di fornitori e le offerte nel mercato libero.

Con riferimento al tema centrale dell'informazione ai consumatori, la legge prevede che i clienti finali di energia elettrica riforniti in maggior tutela debbano ricevere adeguata informativa da parte di ciascun fornitore, in relazione al superamento delle tutele di prezzo. Inoltre impone all'Autorità l'obbligo di garantire la pubblicizzazione e la diffusione delle informazioni sulla piena apertura del mercato e sulle condizioni di svolgimento dei servizi, nonché il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione per tutti i settori oggetto di regolazione e di controllo.

Oltre a introdurre una disposizione volta a semplificare le modalità di cambio di fornitore da parte del cliente, la legge stabilisce che tramite un provvedimento successivo², dovrà essere effettuata la riforma delle modalità di erogazione e di modulazione dei c.d. "bonus elettrico e gas", ossia dei benefici economici a sostegno dei clienti economicamente svantaggiati e dei clienti domestici che versano in gravi condizioni di salute, tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medicoterapeutiche, alimentate ad energia elettrica, necessarie per il loro mantenimento in vita.

È stato stabilito che i consumatori hanno diritto alla rateizzazione delle bollette di energia elettrica e di gas nel caso in cui ricevano fatture di conguaglio di rilevante importo a causa di ritardi, interruzioni della fatturazione o di prolungata indisponibilità dei dati di consumo reali. Il diritto decade se il conguaglio è dovuto a motivi riconducibili a loro stessi. Al contempo, la legge prevede che l'Autorità individui adeguate misure per responsabilizzare i distributori, nel caso di prolungata indisponibilità dei dati di consumo reali, e per favorire l'accessibilità dei gruppi di misura da parte degli stessi.

Quale ulteriore misura per la trasparenza del mercato dell'energia elettrica e del gas, viene istituito presso il Ministero dello sviluppo economico un *Elenco dei soggetti abilitati alla vendita ai clienti finali*; l'inclusione e la permanenza nell'Elenco rappresenteranno una condizione necessaria per lo svolgimento di tale attività.

Sono individuate, inoltre, norme di promozione della concorrenza, attraverso la riduzione delle asimmetrie informative, nonché disposizioni relative alla clausola di "close-out netting"³, prevista per i prodotti energetici all'ingrosso.

Altre misure contenute nella legge n. 124/2017 riguardano:

- la valutazione delle richieste di verifica e di certificazione dei risparmi necessarie per il rilascio dei titoli di efficienza energetica agli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili;
- discipline parzialmente derogatorie a quelle esistenti in materia di obblighi di separazione per i gestori dei sistemi di distribuzione chiusi e per i gestori di sistemi di distribuzione facenti parte di un'impresa verticalmente integrata che servono meno di 25.000 punti di prelievo;
- disposizioni volte a regolare alcuni aspetti della filiera del gas naturale.

² Cioè con un decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

³ Si tratta di una clausola che facilita le procedure di risoluzione dei contratti di compravendita: in caso di insolvenza di una delle controparti, la parte non insolvente può risolvere le operazioni in energia elettrica o gas pendenti e ottenere un importo di risoluzione (dato dai profitti meno l'insieme delle perdite e dei costi risultanti dalla risoluzione anticipata del contratto).

Legge 167/2017

La **legge 20 novembre 2017, n. 167**, recante *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea - Legge europea 2017*, ha modificato le misure in tema di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, con specifico riguardo alle imprese a forte consumo di energia elettrica (c.d. energivore). La legge ha rivisto la disciplina delle agevolazioni alle imprese energivore fissando i principi generali e rimandando a successivi decreti del Ministro dello sviluppo economico la definizione di ambito, agevolazioni previste, criteri e modalità con le quali l'Autorità provvederà all'attuazione. In particolare, ha stabilito la definizione progressiva delle agevolazioni in funzione dell'intensità del consumo elettrico sul fatturato delle imprese energivore, nel rispetto dei livelli di contribuzione minima fissati dalla Commissione europea, nonché la definizione delle modalità di applicazione della clausola sul valore aggiunto lordo, secondo quanto previsto dalla Comunicazione della Commissione europea sugli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020. Inoltre, la legge ha stabilito che l'Autorità adegui, a decorrere dall'1 gennaio 2018, la struttura delle componenti tariffarie relative agli oneri generali di sistema elettrico applicate ai clienti dei servizi elettrici per usi diversi da quelli domestici ai criteri che governano la tariffa di rete per i servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura, tenendo comunque conto dei diversi livelli di tensione e dei parametri di connessione, oltre che della diversa natura e delle peculiarità degli oneri rispetto alla tariffa.

Inoltre, la legge 167/2017 ha modificato la disciplina in vigore in merito al sostegno alla produzione di energia da fonti rinnovabili, stabilendo che la produzione di energia elettrica da impianti di potenza nominale fino a un certo valore (da stabilire con appositi decreti) venga incentivata, dalla data di entrata in esercizio, diversificando per fonte e per scaglioni di potenza.

Infine, è intervenuta anche in merito agli aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020, con particolare riguardo alle imprese a forte consumo di gas. La definizione delle imprese a forte consumo di gas naturale⁴, dovrà essere determinata in base a requisiti e parametri relativi ai livelli minimi di consumo, all'incidenza del costo del gas naturale sul valore dell'attività d'impresa e all'esposizione delle imprese alla concorrenza internazionale. L'Autorità provvederà alla rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema del gas e dei criteri di ripartizione dei medesimi oneri a carico dei clienti finali. Inoltre, l'Autorità adotterà i provvedimenti necessari a garantire che tutti i consumi di gas superiori a 1 milione di Sm³/anno per usi non energetici non verranno assoggettati all'applicazione dei corrispettivi tariffari stabiliti per la copertura degli oneri generali del sistema del gas, il cui gettito è destinato al finanziamento di misure in materia di obiettivi comuni per la decarbonizzazione.

Legge 205/2017

Le novità più rilevanti per l'attività dell'Autorità sono rinvenibili nella legge **27 dicembre 2017, n. 205**, recante *Bilancio di previsione per lo Stato per l'anno finanziario 2018 e bilancio pluriennale per il triennio 2018-2020*, che le ha attribuito nuove funzioni di regolazione e di controllo nel settore dei rifiuti, assegnandole la nuova denominazione di *Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente* (ARERA). I componenti dell'organo di vertice dell'Autorità sono stati riportati a cinque, compreso il presidente, e sono nominati, ai sensi della legge istitutiva⁵, su proposta del Ministro dello sviluppo economico, d'intesa con il Ministro

⁴ Demandata a un successivo decreto del Ministro dello sviluppo economico.

⁵ Legge 14 novembre 1995, n.481.

dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare. La pianta organica dell'Autorità è stata di conseguenza incrementata di 25 unità di ruolo.

La legge n. 205/2017, tuttavia, contiene anche diverse altre disposizioni di interesse riferite ai settori energetici. Tra queste sono da evidenziare:

- disposizioni per la tutela dei consumatori in materia di fatturazione a conguaglio per l'erogazione di energia elettrica, gas e servizi idrici. In particolare, nei contratti di fornitura relativi a tali servizi, è introdotto un termine di prescrizione pari a due anni del diritto al pagamento del corrispettivo. Inoltre, viene riconosciuto il diritto dell'utente alla sospensione del pagamento, in attesa della verifica della legittimità della condotta dell'operatore, nonché il diritto al rimborso dei pagamenti effettuati a titolo di indebito conguaglio. L'Autorità deve definire misure per incentivare l'autolettura e disposizioni per l'accesso dei clienti finali ai dati riguardanti i propri consumi. Entro l'1 luglio 2019, il Sistema Informativo Integrato dovrà consentire ai clienti finali di accedere ai dati riguardanti i propri consumi, senza alcun onere a loro carico;
- misure per la promozione della tecnologia *vehicle to grid*, demandando a un decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, l'individuazione dei criteri e delle modalità per favorire la diffusione di tale tecnologia, anche attraverso la loro partecipazione ai mercati elettrici e specifiche misure di riequilibrio degli oneri di acquisto rispetto ai prezzi di rivendita dell'energia;
- l'attribuzione alla società Sogin del compito di smantellare il reattore nucleare situato nel centro di ricerca di Ispra (Varese), recependo quanto stabilito nell'Accordo tra il Governo e la Comunità europea dell'energia atomica del 27 novembre 2009. In particolare, la legge stabilisce che la definizione della copertura degli oneri dovrà essere garantita mediante il ricorso agli introiti della componente tariffaria A2;
- proroga al 31 dicembre 2018, del termine entro il quale gli esercenti di impianti alimentati da biomasse, biogas e bioliquidi sostenibili cessano di beneficiare dei precedenti incentivi sull'energia prodotta. Per i suddetti esercenti, è riconosciuto il diritto a fruire degli incentivi per i cinque anni dal rientro in esercizio degli impianti, anziché fino al 31 dicembre 2021;
- interventi sulla disciplina dei controlli e delle sanzioni in materia di incentivi nel settore fotovoltaico subordinando l'erogazione degli incentivi agli esiti dei controlli effettuati. In particolare, la legge prevede che nel caso in cui le violazioni riscontrate nell'ambito dei controlli effettuati dal Gestore dei servizi energetici (GSE), o dai soggetti da questo preposti, siano rilevanti ai fini dell'erogazione degli incentivi, il GSE disponga la decurtazione dell'incentivo in misura compresa fra il 20% e l'80% in ragione dell'entità della violazione;
- disposizioni in materia di efficientamento energetico e di adeguamento normativo in merito agli impianti di illuminazione pubblica;
- proroga di un anno (fino al 31 dicembre 2018) per il riconoscimento degli incentivi per i progetti di efficienza energetica di grandi dimensioni con determinati requisiti indicati dalla medesima disposizione.

Per quanto riguarda l'attività normativa secondaria del Governo, sono da ricordare alcuni altri importanti provvedimenti emanati tra la fine del 2017 e i primi mesi del 2018. Tra loro:

- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 21 dicembre 2017 che ha disciplinato le agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica, al fine di armonizzare la legislazione nazionale con quella comunitaria. Il provvedimento consente di ridurre il differenziale di prezzo dell'energia elettrica pagato dalle imprese più esposte alla concorrenza estera, introducendo anche in Italia le nuove misure consentite dall'Europa, al fine di ottenere un progressivo allineamento dei costi per la fornitura di energia elettrica delle imprese italiane ai livelli degli altri concorrenti europei.
- il decreto del Ministro dello sviluppo economico 22 dicembre 2017 che ha stabilito le modalità di funzionamento del Fondo nazionale per l'efficienza energetica. Tale fondo sostiene gli interventi di efficienza energetica realizzati dalle imprese e dalla Pubblica amministrazione su immobili, impianti e processi produttivi.
- Infine, il 2 marzo 2018 il Ministro dello sviluppo economico ha firmato i decreti per la promozione dell'uso del biometano nel settore dei trasporti e per le agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale. Con il primo dei due decreti, l'Italia si pone l'obiettivo del 10% al 2020 del consumo di energie rinnovabili nel settore dei trasporti, al cui interno è stato fissato il *sub target* nazionale per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati, pari allo 0,9% al 2020 e all'1,5% a partire dal 2022. Il meccanismo previsto è finanziato dalle vendite di benzina e gasolio. È inoltre previsto che i biocarburanti per lo più di importazione (biodiesel) siano sostituiti con biometano prodotto sul territorio nazionale, al fine di favorire la costruzione di impianti per il trattamento dei rifiuti urbani.

Il secondo decreto definisce, in conformità agli orientamenti comunitari in materia di aiuti di stato, le imprese a forte consumo di gas naturale che potranno accedere ad un regime di agevolazioni da adottare con successivo decreto ai sensi della citata legge n. 167/2017. Il provvedimento rivede la definizione di impresa "gasivora" per uniformarla a quella contenuta nelle Linee Guida dell'Unione europea in materia di aiuti di stato nel settore energetico e fissa i criteri generali relativi alla cumulabilità delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di gas naturale, qualora siano attive per esse anche quelle relative al costo dell'energia elettrica. Inoltre, si prevedono, per le imprese che utilizzano il gas naturale come materia prima per uso non combustibile (tra cui la chimica e i fertilizzanti) e con consumi superiori a una determinata soglia, le modalità attraverso cui l'Autorità potrà introdurre l'esenzione dal pagamento delle specifiche componenti tariffarie a copertura degli oneri di decarbonizzazione.

Sviluppi nel mercato elettrico

Principali novità nella regolazione

In tema di **unbundling** occorre segnalare che nel giugno 2017 l'Autorità ha intimato, a una serie di imprese inadempienti, di trasmettere le informazioni con cui le imprese dichiarano i propri obblighi in materia di separazione funzionale previsti dalla regolazione. Successivamente alle intimazioni sono stati avviati appositi procedimenti sanzionatori nei confronti delle imprese risultanti ancora inadempienti.

Relativamente ai **servizi di dispacciamento**, già nel giugno 2016, l'Autorità ha delineato i propri orientamenti in merito alla riforma organica della disciplina del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. La riforma ha come scopo primario quello di aprire l'MSD (Mercato del servizio di dispacciamento) alla partecipazione della domanda e delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Nel 2017 il processo di elaborazione della

riforma è proseguito, nell'ottica di pervenire alla definizione di un nuovo *Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico* (TIDE), in coerenza con la normativa europea (e in particolare, con i regolamenti europei sul bilanciamento elettrico, sull'esercizio del sistema elettrico e con il regolamento *Capacity Allocation and Congestion Management* – CACM).

Nelle more della definizione del TIDE, sono già stati effettuati alcuni importanti interventi. Un primo intervento ha riguardato una prima apertura di MSD, consentendo la partecipazione anche alle unità di consumo, alla generazione distribuita e alle unità di produzione non programmabili per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento. Tale partecipazione avviene per il tramite di progetti pilota, individuati da Terna, che per la loro esecuzione non prevedono forme di incentivazione economica a favore degli utenti del dispacciamento e che non riguardano le unità di consumo e le unità di produzione rientranti, rispettivamente, nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente unico (AU) e del Gestore dei servizi energetici (GSE). Un secondo intervento ha riguardato la regolazione degli sbilanciamenti: l'Autorità ha definito delle misure transitorie al fine di evitare le anomalie presenti nella disciplina vigente che hanno consentito, ad alcuni utenti del dispacciamento, di trarre profitti estranei alle finalità del servizio di dispacciamento, mediante una programmazione a livelli strutturalmente e sensibilmente differenti da quelli ragionevolmente prevedibili. L'adozione di questi interventi ha consentito il ritorno, dall'1 settembre 2017 e per tutte le unità non oggetto di abilitazione obbligatoria, a una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di tipo *single pricing*, pienamente in linea con il regolamento europeo in materia di bilanciamento elettrico.

Nel caso delle fonti rinnovabili non programmabili, permane invece la regolazione già esistente, sulla base della quale gli utenti del dispacciamento possono scegliere, ogni anno, se applicare la regolazione degli sbilanciamenti prevista per le altre unità di produzione non abilitate oppure la nuova disciplina appositamente introdotta per le fonti rinnovabili non programmabili.

Infine l'Autorità ha ridefinito le tempistiche per la determinazione e la pubblicazione, da parte di Terna, dei tre corrispettivi di dispacciamento: il corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento o *uplift*, il corrispettivo a copertura dei costi della modulazione della produzione eolica, il corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema. In precedenza questi corrispettivi non erano determinati e pubblicati entro l'inizio del periodo cui si riferiscono. Grazie a questo provvedimento diviene possibile applicare i corrispettivi nei contratti di vendita in maniera "passante", permettendo semplificazioni sia per i venditori sia per i clienti finali. I tre corrispettivi, a partire da quelli relativi al primo trimestre 2018, sono determinati da Terna su base trimestrale entro il giorno 15 del mese che precede il trimestre a cui si riferiscono.

In tema di **regolamentazione della sicurezza e affidabilità delle reti**, nel 2017 l'Autorità si è occupata di **impianti essenziali**. Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono le strutture tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione di congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale, per significativi periodi di tempo. Questi impianti vengono remunerati tramite il regime ordinario (cioè attraverso il sistema tariffario), oppure tramite la reintegrazione dei costi variabili. Al termine di un articolato processo, avviato nel 2016, di valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT), che è stato condotto in coordinamento con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e tenendo conto degli impegni assunti da Enel Produzione, l'Autorità ha disposto l'ammissione al regime di reintegrazione dei costi dell'impianto Brindisi Sud dell'impresa suddetta, ai sensi delle disposizioni

fondamentali in materia di dispacciamento, limitatamente all'anno 2017. Poiché Terna ha successivamente indicato che l'impianto Brindisi Sud è essenziale per la sicurezza del sistema elettrico anche per l'anno 2018, l'Autorità ha confermato l'ammissione al regime di reintegrazione dell'impianto anche per il 2018, alla luce del permanere dei benefici netti attesi per i consumatori. Nel corso del 2017 l'Autorità ha ammesso al regime di reintegrazione dei costi anche l'impianto Rosen 132kV di Engie Italia per il periodo compreso tra il 15 maggio 2017 e il 31 dicembre 2017, e l'impianto Centrale elettrica di Capri di Sippic, seppure ammesso in forma condizionata.

Accanto ai due regimi appena indicati (ordinario e di reintegrazione dei costi), esiste anche un terzo regime: quello alternativo o di essenzialità. Il regime alternativo di essenzialità è caratterizzato da obblighi e remunerazione semplificati rispetto ai regimi tipici, e prevede la stipula di un contratto, tra Terna e l'utente del dispacciamento titolare degli impianti essenziali, disciplinato dall'art. 65-bis della delibera 111/06. Nel 2017 l'Autorità ha definito i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime alternativo alla capacità di produzione essenziale, determinando, per ciascun utente del dispacciamento titolare di tale capacità (CVA Trading, Enel Produzione, Eni e Isab), le quantità di potenza minima di impegno, il prezzo massimo a salire, il prezzo minimo a scendere e il corrispettivo fisso. I valori dei parametri economici (prezzi e corrispettivo fisso) sono stati fissati in funzione della struttura di costo standard di un impianto turbogas a ciclo aperto. Infine, l'Autorità ha approvato le proposte contrattuali avanzate da Terna in relazione agli utenti del dispacciamento che hanno aderito al regime alternativo anche per l'anno 2018 (CVA Trading, Enel Produzione, Eni e Isab).

Ancora in tema di regolamentazione di regolamentazione della sicurezza e affidabilità delle reti, sono da ricordare i provvedimenti presi nel 2017 relativamente alle **reti interne di utenza e ai sistemi semplici di produzione e consumo**. Con il termine "reti elettriche", l'attuale quadro normativo intende tutti quei sistemi elettrici in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o di produttori di energia elettrica. In tali sistemi il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione. Nell'ambito delle reti elettriche si possono distinguere due sottoinsiemi: le reti pubbliche⁶, gestite dai soggetti titolari di una concessione di trasmissione (Terna) o di distribuzione di energia elettrica, e i Sistemi di distribuzione chiusi (SDC), reti elettriche private, gestite da soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici, che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi in un luogo geograficamente limitato e che, al netto di particolari eccezioni espressamente previste dalla regolazione dell'Autorità, non riforniscono clienti civili. A sua volta, l'insieme dei SDC si suddivide tra le Reti interne di utenza (RIU) e gli altri SDC, denominati come Altri sistemi di distribuzione chiusi (ASDC).

A seguito dell'approvazione dei tre regolamenti europei RfG, DCC e HVDC, che stabiliscono i requisiti per la connessione alle reti elettriche (generatori di energia elettrica, impianti di consumo, sistemi in corrente continua ad alta tensione e parchi di generazione connessi in corrente continua), l'Autorità ha avviato un procedimento finalizzato alla loro integrazione nella regolazione vigente in Italia. In tale ambito, l'Autorità ha introdotto diverse **innovazioni relative al servizio di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica**. Tra le altre, ha semplificato le condizioni tecniche ed economiche per la connessione di impianti di microgenerazione ad alto rendimento ovvero di impianti di microgenerazione alimentati da

⁶ L'insieme delle reti pubbliche si suddivide nelle reti utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione e nelle reti di distribuzione.

fonti rinnovabili, eventualmente dotati di sistemi di accumulo. Inoltre ha avviato un procedimento per la revisione delle modalità di determinazione del corrispettivo a copertura degli oneri di collaudo di impianti di rete, realizzati in proprio dai richiedenti, per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione di media e alta tensione.

Circa la **regolamentazione della qualità tecnica dei servizi** nel 2017 è proseguita l'azione dell'Autorità finalizzata a promuovere l'incremento della resilienza delle reti elettriche, al fine di aumentare le possibilità di fronteggiare eventi meteorologici severi ed estesi. Inoltre, sono state introdotte nuove norme in materia di regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

In Italia, già dal 2015, l'Autorità ha promosso il miglioramento della continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica tramite un meccanismo di premi e penalità riferito all'indicatore di energia non servita, calcolato su base nazionale. In particolare, l'Autorità ha delineato la transizione dalla regolazione *input-based*, adottata fino al 2015, a una regolazione maggiormente focalizzata sull'output del servizio di trasmissione. Per l'attuale periodo di regolazione (2016-2019), l'Autorità ha previsto una regolazione incentivante transitoria ancora *input-based* e una regolazione incentivante l'efficienza degli investimenti, oltre che la progressiva definizione di nuovi strumenti di regolazione incentivante focalizzati sugli output.

In tema di **tariffe per la connessione e l'accesso alle reti** l'Autorità, nell'ottobre 2017, ha esposto le prime ipotesi per l'introduzione di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (c.d. approccio *totex*) per il riconoscimento dei costi operativi. Come stabilito nel 2015, a partire dal 2020 l'approccio *totex* andrà a sostituire l'attuale regolazione incentivante e gli schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, adottati nel precedente periodo regolatorio.

Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo 2016-2019 l'Autorità, al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, ha introdotto modalità differenziate di riconoscimento dei costi di capitale tra le imprese che hanno oltre 100.000 punti di prelievo connessi alle proprie reti e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia. Più precisamente, per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, è in vigore un regime di riconoscimento individuale degli investimenti. Per la determinazione delle tariffe di riferimento delle imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo è previsto invece che vengano definiti meccanismi di riconoscimento dei costi basati su criteri parametrici sia con riferimento al servizio di distribuzione che al servizio di misura. Coerentemente a tale quadro normativo, nel dicembre 2017 sono state approvate le tariffe obbligatorie relative al servizio di distribuzione e misura per l'anno 2018 per i clienti non domestici e quelli domestici. Per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo, tuttavia, i criteri di riconoscimento tariffario di tipo parametrico originariamente previsti hanno dovuto essere modificati a seguito dell'approvazione della legge n. 124/2017 che ha stabilito, tra l'altro, che per le imprese distributrici di energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo *“le modalità di riconoscimento dei costi per le attività e di distribuzione e di misura dell'energia elettrica siano basate su logiche parametriche, che tengano conto anche della densità dell'utenza servita, nel rispetto dei principi generali di efficienza ed economicità e con l'obiettivo di garantire la semplificazione della regolazione e la riduzione dei connessi oneri amministrativi”*. Alla luce delle nuove disposizioni della normativa primaria, l'Autorità ha emanato un documento per la consultazione nel quale sono stati illustrati ulteriori orientamenti in relazione al riconoscimento parametrico dei costi e i primi orientamenti in materia di promozione delle aggregazioni, perimetrando l'applicazione del regime parametrico alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo. Nella consultazione è stato ipotizzato che il

regime parametrico dei costi venga introdotto a partire dall'anno 2017 con un meccanismo di gradualità fino al 2019.

Nel 2014 il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che ha recepito la direttiva europea sull'efficienza energetica, stabilisce che l'Autorità adegui le componenti della tariffa elettrica, al fine sia di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi (con l'individuazione di componenti tariffarie aderenti ai costi del servizio), sia di stimolare comportamenti virtuosi e di favorire, infine, il conseguimento di obiettivi di efficienza. Il decreto legislativo prevede anche che l'Autorità formuli proposte inerenti alla definizione di eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni di spesa da riconoscere alle fasce di popolazione economicamente disagiate (*bonus sociale*). Nell'*Annual Report 2016* sono state illustrate le fasi del processo attraverso cui l'Autorità ha definito il percorso per mezzo del quale giungere al completamento della riforma tariffaria, superando entro il 2018 l'attuale struttura tariffaria progressiva seguendo un percorso di gradualità.

Nell'ambito del percorso triennale suddetto, l'1 gennaio 2016 è stata attuata la prima fase, con la ridefinizione dei corrispettivi tariffari inerenti ai servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), in modo da aumentare le quote fisse applicate ai clienti con tariffa D2 (residenti e con potenza impegnata non superiore a 3 kW) e da smorzare la struttura progressiva delle quote variabili (esprese in c€/kWh).

L'1 gennaio 2017 è stata attuata la seconda fase della riforma, con la quale vi sono state:

- l'adozione, per i corrispettivi tariffari per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), della struttura a regime trinomica e non progressiva (indicata come TD), da applicare a tutti i clienti domestici, indipendentemente dalla condizione di residenza anagrafica;
- la ridefinizione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, in modo da smorzare l'effetto di progressività ai consumi e da limitare a due il numero di aliquote diversificate tra scaglioni di consumo annuo;
- il superamento della distinzione dei clienti domestici tra sottotipologie, mantenendo solo una differenziazione tra l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente (clienti residenti) o in luoghi diversi da questa (clienti non residenti);
- una riduzione della progressività che aveva finora caratterizzato la struttura della componente tariffaria a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, allineandola a quella applicata per i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema;
- interventi atti ad agevolare il cliente finale domestico nell'ottimizzazione della propria spesa per la fornitura di energia elettrica, tramite l'individuazione del livello di potenza contrattualmente impegnata maggiormente rispondente alle proprie esigenze (introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con un passo più fitto e riduzione per 24 mesi, a decorrere dall'1 aprile 2017, dei costi associati ad ogni operazione di variazione di questo aspetto contrattuale).

In base al programma definito in precedenza, il totale superamento della struttura a scaglioni era previsto entrare in vigore all'1 gennaio 2018. Tuttavia, all'approssimarsi di tale data, l'Autorità ha ravvisato il rischio che sulle bollette elettriche si cumulassero gli effetti dell'ultimo passo della riforma tariffaria per i clienti domestici con quelli derivanti dalle nuove misure inerenti la revisione delle agevolazioni per le imprese energivore. Per questo ha chiesto al Governo e al Parlamento

indirizzi sugli obiettivi da privilegiare, in considerazione del fatto che non è possibile individuare per gli oneri generali una struttura di corrispettivi aderenti ai costi, poiché tali oneri non corrispondono a uno specifico servizio, bensì sono utilizzati per coprire l'esigenza di gettito di politiche pubbliche che non trovano copertura dalla fiscalità generale. Alla luce delle indicazioni ricevute da Governo e Parlamento, l'Autorità ha stabilito di differire all'1 gennaio 2019 l'attuazione della terza e ultima fase della riforma, mantenendo invariate per l'anno 2018 le strutture tariffarie applicate ai clienti domestici nell'anno 2017. Inoltre sono state definite le aliquote dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema in modo tale che, nel corso dell'anno 2018, il mantenimento di aliquote differenziate tra due scaglioni di consumo consenta di attenuare, per i clienti domestici con bassi consumi, gli effetti derivanti dall'incremento degli oneri connessi con la revisione delle agevolazioni per le imprese energivore. Infine si è deciso di estendere ancora per un anno, cioè fino al completamento della transizione alla nuova struttura tariffaria (1 gennaio 2019), l'applicabilità delle condizioni economiche dedicate ai clienti domestici che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria per pompe di calore, al fine di garantire loro la tutela degli investimenti compiuti.

Nel corso del 2017 sono proseguite le attività istruttorie relative alla **riforma delle componenti tariffarie degli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche**, il cui termine di decorrenza è stato fissato dalla legge nazionale all'1 gennaio 2018. Queste attività sono state coordinate con il parallelo procedimento per la riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica. In seguito alla consultazione e tenendo conto di quanto previsto dalla decisioni della Commissione europea in materia, nel giugno 2017 l'Autorità ha definito le caratteristiche principali e sostanziali della nuova struttura tariffaria degli oneri generali per clienti non domestici da applicare dall'1 gennaio 2018, prevedendo che nella nuova struttura le attuali componenti A2, A3, A4, A5, As, MCT, UC4 e UC7 siano riunite in due soli raggruppamenti: la componente "oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione" (A_{SOS}) e la componente "rimanenti oneri generali" (A_{RIM}) e che entrambe abbiano una struttura trinomia: ovvero un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/kW/anno e un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/kWh.

È stato stabilito inoltre che il raggruppamento A_{SOS} sia differenziato tra i clienti che non godono delle agevolazioni previste per le imprese a forte consumo di energia elettrica (clienti non agevolati) e clienti agevolati, e, per questi ultimi, per classi di agevolazioni. La componente A_E , che ha finanziato le agevolazioni riconosciute ai clienti agevolati fino a tutto l'anno 2017, viene sostituita (implicitamente) dal 2018 dalle differenze nei livelli tariffari del raggruppamento di oneri relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione (A_{SOS}) applicabili ai clienti agevolati, da una parte, e ai clienti non agevolati (inclusi tra questi i clienti domestici) dall'altra. È stato inoltre stabilito che la logica di raggruppamento delle varie componenti di oneri generali sopra esposta venga applicata anche ai clienti domestici, ferma restando la diversa articolazione tariffaria applicata a tali clienti per gli oneri generali.

Alla fine di dicembre 2017 l'Autorità ha definito, sia per gli utenti domestici che per gli utenti non domestici, le aliquote delle componenti tariffarie A_{SOS} , A_{RIM} , UC3 e UC6 a partire dall'1 gennaio 2018.

La nuova struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici è stata definita tenendo anche conto delle disposizioni per la **riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica**, approvata alla fine 2017 e che ha la medesima decorrenza.

Nel corso del 2017, infatti, in conformità a quanto previsto dalla “Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell’ambiente e dell’energia 2014-2020”, la Commissione europea ha approvato il piano di adeguamento presentato dal Governo italiano per il periodo antecedente l’1 gennaio 2018. Tale piano prevede un graduale aggiustamento, in grado di assicurare a ciascuna impresa a forte consumo di energia elettrica il pagamento del contributo minimo previsto agli oneri per il supporto alle fonti rinnovabili e la cogenerazione del meccanismo CIP 6/92⁷. Ciò in quanto la decisione della Commissione ha stabilito che le imprese a forte consumo di energia elettrica, che dal 2011 in poi non hanno garantito la corresponsione del contributo minimo agli oneri per le fonti rinnovabili e la cogenerazione (imprese in condizione di sovracompensazione) debbano restituire le somme eventualmente non versate (anche tramite la riduzione delle agevolazioni non ancora erogate), in modo da ottemperare al pagamento del contributo minimo previsto dal Piano di adeguamento per ciascun anno. In seguito alla decisione della Commissione europea, l’Autorità ha disposto le istruttorie per l’accertamento delle sovracompensazioni per il periodo dal 2011 al 2014 e per l’anno 2015. Successivamente l’Autorità ha impartito disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) per il recupero delle somme corrispondenti alle sovracompensazioni accertate per il periodo dal 2011 al 2014. I dati relativi alle agevolazioni di competenza 2016 sono attualmente in verifica da parte della CSEA.

Con l’anno 2016 è terminato il secondo periodo regolatorio, definito nel 2013, che ha stabilito i criteri per il **riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse**, di chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti. Poiché tale chiusura non è stata completata, l’Autorità ha previsto un’estensione della regolazione vigente e ha determinato a preventivo gli oneri nucleari per il 2017, auspicando “...che tale anno sia fruttuosamente dedicato a porre le basi per la presentazione di un Programma a vita intera che segni una definitiva discontinuità”. Nel novembre 2017 la Sogin, società incaricata dello smantellamento, ha trasmesso il nuovo programma a vita intera della commessa nucleare che, allo stato, è in fase di analisi presso gli uffici dell’Autorità.

Coordinamento internazionale

Nel 2017 le attività dell’Autorità tese all’integrazione del mercato elettrico italiano in quello europeo, oltre a quelle svolte in collaborazione con le altre Autorità di regolazione europee, hanno riguardato principalmente: gli investimenti in nuove infrastrutture e la loro coerenza con i Piani di sviluppo comunitari, l’implementazione dei regolamenti europei per il mercato elettrico e l’approvazione dei Codici di mercato.

In tema di **investimenti in nuove infrastrutture e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari** l’Autorità ha pubblicato nel dicembre 2017 la propria valutazione sullo schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale. Tale valutazione fa seguito al processo di consultazione svoltosi da inizio maggio a fine luglio 2017, che ha previsto anche l’organizzazione di sessioni pubbliche di discussione. Nella propria valutazione, oltre a sottolineare il carattere di innovazione dello schema di Piano di sviluppo 2017, soprattutto in relazione all’implementazione della nuova metodologia di analisi costi benefici (cosiddetta CBA 2.0) e a fornire raccomandazioni per futuri miglioramenti, l’Autorità ha rilasciato il proprio nulla osta all’approvazione dello schema di Piano 2017 da parte del Ministro dello sviluppo economico ponendo alcune condizioni.

⁷ Si tratta di un provvedimento adottato in Italia nel 1992, che promuoveva lo sfruttamento delle fonti rinnovabili o assimilate da parte di impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate entrati in funzione dopo il 30 gennaio 1991 a cui garantiva l’acquisto dell’energia a prezzi incentivati per un periodo che andava da 8 fino a 15 anni dall’entrata in esercizio degli impianti.

Inoltre, nel corso dell'anno, l'Autorità ha valutato la coerenza tra il piano decennale dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale e il piano di sviluppo comunitario *Ten Year Network Development* (TYNDP) in due circostanze: nella formulazione del proprio contributo all'Opinione di ACER No. 08/2017 del 3 aprile 2017 sui progetti elettrici nei piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2016 e nella fase di preparazione della già richiamata valutazione sul piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

I **Regolamenti europei** relativi al mercato elettrico, identificati anche come codici di rete o linee guida, sono provvedimenti normativi di carattere tecnico, funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. I codici di rete identificano delle regole direttamente implementabili a livello nazionale, mentre le linee guida prevedono la successiva elaborazione di una serie di disposizioni attuative: la pubblicazione dei Regolamenti non esaurisce quindi l'attività di sviluppo e di pubblicazione di normativa secondaria, ma richiede l'elaborazione di regole specifiche che i regolatori di ciascuno Stato membro sono chiamati a valutare e approvare. Lo stato di implementazione di linee guida e codici di rete al termine del 2017 è ancora incompleto: se alcune attività sono state portate a compimento, molte altre vedranno impegnata l'Autorità negli anni a venire. Il processo di elaborazione delle "metodologie" è stato avviato nel 2015 in riferimento alle *Capacity Allocation and Congestion Management Guideline* per poi essere esteso alle altre linee guida tra il 2016 (*Forward capacity allocation Guideline* o FCA GL) e il 2017 (*System Operation Guideline* o SO GL, *Electricity Balancing Guideline* o EB GL). 6 delle 15 "metodologie" previste nell'ambito del Regolamento FCA devono ancora essere portate a compimento.

Il Regolamento FCA fissa i requisiti che devono essere soddisfatti dai diritti di trasmissione di lungo termine assegnati a livello europeo, unitamente alle modalità di allocazione. Nel corso del 2017 l'Autorità ha approvato le metodologie per lo scambio dei dati inerenti la generazione e il carico necessari per la predisposizione del modello di rete europeo e i requisiti per l'istituzione della piattaforma unica di allocazione e per la suddivisione dei relativi costi. L'Autorità ha altresì partecipato all'iter di approvazione delle regole armonizzate per l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine, conclusosi con la decisione 03/2017 adottata da ACER. A livello regionale l'Autorità ha approvato, previo accordo unanime nei corrispondenti forum regionali, le proposte per la tipologia dei diritti di trasmissione di lungo termine e per le regole specifiche di allocazione applicabili sulle frontiere con Austria, Slovenia, Francia e Grecia.

Nell'ambito dell'implementazione del Regolamento CACM l'Autorità è stata principalmente coinvolta nella valutazione, svolta congiuntamente con gli altri regolatori europei, delle diverse metodologie che TSO e NEMO sono chiamati a sviluppare per la realizzazione dei mercati europei integrati nell'orizzonte temporale giornaliero e infragiornaliero (*single day ahead* e *intraday coupling*). È stata approvata la metodologia relativa allo svolgimento della funzione di *Market Coupling Operator*, che rappresenta l'ossatura del funzionamento del futuro mercato europeo integrato e la metodologia relativa al modello di rete comune che i TSO sono chiamati a realizzare per poter procedere a un calcolo congiunto e armonizzato delle diverse capacità interzonali da rendere disponibili al mercato.

Oltre all'implementazione delle diverse metodologie, il Regolamento CACM disciplina anche le modalità con cui si può rivedere la configurazione delle zone d'offerta a livello europeo, regionale (CCR) e nazionale. La configurazione zonale attualmente vigente in Italia risale al 2012. A inizio 2018 l'Autorità ha avviato formalmente la revisione delle zone ai sensi del Regolamento CACM (avvio disposto su base nazionale e limitato alle sole zone interne con impatto trascurabile sulle zone dei paesi confinanti). Nel corso del 2017 sono state approvate le specifiche regole di

allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine sulla frontiera con la Svizzera, nonché le regole di allocazione della capacità su base giornaliera e infragiornaliera: queste ultime regole sono altresì comuni, per la base giornaliera, alla frontiera con la Grecia per la quale non è ancora stato implementato il *market coupling* ai sensi del Regolamento CACM, e per la base infragiornaliera, alle frontiere con Austria e Francia nelle more dell'implementazione del *single intraday coupling* a livello europeo.

Il Regolamento europeo 2195/2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (Regolamento *Balancing*) è entrato in vigore il 18 dicembre 2017, pertanto il flusso di lavoro che porterà all'approvazione a livello nazionale delle metodologie di implementazione delle linee guida è previsto a partire dal 2018 e per gli anni successivi. Tuttavia nel corso del 2017 l'Autorità ha costantemente partecipato alla apposita *task force* dei regolatori, dialogando con i gruppi di lavoro dell'associazione dei TSO (ENTSO-E), che già da tempo sono impegnati sui progetti di implementazione che porteranno alla definizione formale delle metodologie richieste ai sensi del Regolamento *Balancing*.

Nel 2017, infine, l'Autorità ha accresciuto il proprio impegno a livello internazionale, rafforzando l'attività di dialogo e di cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, e collaborando con le istituzioni europee e internazionali per contribuire a rimuovere gli ostacoli che impediscono o rallentano la condivisione di regole comuni in campo energetico. L'Autorità ha, altresì, promosso azioni tese a rafforzare il proprio ruolo di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, che rappresentano aree geografiche di primaria importanza per il sistema energetico italiano, in virtù delle crescenti attività dei prossimi anni, in termini di nuovi investimenti in infrastrutture energetiche.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Secondo i dati provvisori diffusi da Terna nel 2017 la **domanda di energia elettrica** è risultata in aumento dopo la flessione dell'anno precedente. Si è infatti registrato, rispetto al 2016, un incremento del 2,2%, dovuto agli effetti climatici e alla ripresa economica. A soddisfare la domanda è stata la produzione nazionale che è aumentata del 2% e ha coperto, come nel 2016, l'89% del fabbisogno nazionale. Rispetto all'anno precedente risultano ancora in diminuzione sia l'energia elettrica importata (-0,7%), sia quella esportata (-16,6%), con un saldo di energia scambiata con l'estero in aumento del 2,0%. Si sono ridotte le importazioni dalla Francia, essenzialmente a causa dell'indisponibilità delle centrali nucleari francesi che si è protratta fino alla prima metà del 2017, così come quelle dalla Slovenia, mentre sono cresciuti i flussi provenienti dalla Svizzera. Dopo anni di continue contrazioni, per il terzo anno consecutivo la **produzione nazionale lorda** è aumentata passando dai 289,8 del 2016 ai 295,5 TWh del 2017 (+2,1%). L'incremento è praticamente imputabile per intero alla produzione termoelettrica, che rispetto all'anno precedente ha fatto registrare un aumento del 5%. Come già nel 2016, è la produzione di fonte gas naturale a essere aumentata in maniera significativa (+10,5%), mentre per tutte le altre fonti si registra una diminuzione rilevante, specialmente nel caso dei solidi (-9%) e degli altri combustibili (-7,4%). Risulta più contenuta la contrazione relativa ai prodotti petroliferi (-1,7%). La produzione da fonte rinnovabile è diminuita del 3,3%, con un calo significativo nella produzione idroelettrica (-14,8%) dovuto alla scarsa idraulicità. Il calo di produzione idroelettrica è stato in parte compensato dall'aumento del 14% della generazione fotovoltaica; sostanzialmente stabile la produzione eolica e leggermente in diminuzione sia quella geotermica, sia quella da biomasse e rifiuti. In sostanza, la fonte gas ha assicurato quasi la metà (47%) della produzione lorda, una quota che non si registrava dal 2009.

In Italia gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili beneficiano di diversi meccanismi di incentivazione che utilizzano varie modalità. Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che nel 2017 si è attestata intorno ai 65 TWh, di poco inferiore ai 65,6 TWh del 2016, a un costo sceso per il 2017 di 1,5 miliardi di euro (da 13,6 a 12,1 miliardi di euro).

A parte Enel ed Engie, che hanno avuto una leggera flessione della propria quota di mercato (rispettivamente -1,6% e -0,8%), tutti gli altri gruppi societari hanno registrato quote praticamente stabili o in aumento rispetto all'anno precedente. L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 686, risulta in diminuzione rispetto al 2016, quando era pari a 718. Nel novero dei gruppi societari con almeno il 5% della generazione netta è entrato nel 2017 il gruppo ceco Energeticky a Prumislov Holding EPH.

Come detto, la quota di fabbisogno interno coperta dal **saldo estero** è rimasta invariata all'11,8% come nel 2016, perché anch'esso è cresciuto del 2% rispetto all'anno precedente. Nel 2017 è aumentata la quantità di energia elettrica **scambiata nel Sistema Italia**, in particolare nella prima metà dell'anno, raggiungendo il massimo livello degli ultimi cinque anni, pari a 292 TWh (+1,1% rispetto al 2016). I volumi scambiati sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 211 TWh (+4,3%), massimo livello registrato dal 2010, sostenuto in vendita dagli operatori non istituzionali nazionali ed esteri (+6,6%) e in acquisto dall'Acquirente unico (+26,6%), che per la prima volta negli ultimi anni soddisfa più del 90% del suo fabbisogno in borsa. Rimangono in flessione i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (81 TWh, -6,2%), al loro minimo storico. Il **prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica** (PUN) nel 2017 si è ripreso dai livelli minimi del 2016, portandosi a 53,95 €/MWh (+26,1%), favorito da un rialzo dei costi dei combustibili, dal lieve incremento degli acquisti, dal maggior ricorso alla generazione termoelettrica e da minori importazioni dai più economici impianti nucleari francesi. Nel corso dell'anno il *market coupling* ha allocato sulla frontiera settentrionale mediamente ogni ora una capacità di 2,8 GWh in import (+330 MWh) e di 1,2 GWh in export (+101 MWh): l'aumento si è concentrato sul confine francese per le importazioni (2.185 MWh) e su quello sloveno per le esportazioni (358 MWh).

Il **numero di venditori al mercato finale** è cresciuto nel 2017 di 22 unità sul mercato libero. Il trend di espansione nel segmento della vendita perdura quasi ininterrottamente dal 2008. Il 34,4% delle 410 imprese attive vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 88 imprese, pari al 21,5%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 181 società (44,1%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19. Nel 2016 le imprese che vendevano sull'intero territorio nazionale erano il 16,7% dei 402 venditori attivi e quelle con un territorio di vendita limitato a 5 regioni erano il 39,1%. La presenza straniera (almeno con riferimento alle partecipazioni dirette di primo livello) non è particolarmente elevata: solo 16 società (sulle 397 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società svizzere, lussemburghesi o spagnole, ma vi sono anche soci di maggioranza di altre nazioni (Germania, Austria, Slovenia, Regno Unito e USA).

Secondo i risultati dell'Indagine annuale (come di consueto, da considerarsi provvisori per il 2017) sono stati venduti al mercato finale poco più di 256,5 TWh a poco meno di 37 milioni di clienti. Complessivamente i consumi di energia risultano aumentati dello 0,9% rispetto al 2016, mentre i consumatori sono diminuiti dell'1,3%. Come succede ormai da diversi anni, il servizio di maggior tutela si è ulteriormente ristretto, ma la sua caduta è stata più che compensata dalla crescita del mercato libero e del servizio di salvaguardia: entrambi si sono infatti espansi sia in termini di clienti serviti, sia di energia venduta. La crescita complessiva è stata sostenuta più dai consumi

delle famiglie che non da quelli del settore non domestico; viceversa, si sono persi più clienti nel settore non domestico rispetto a quelli persi nel settore domestico.

In un mercato finale che complessivamente si è ampliato di 2,4 TWh, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 2,7 TWh (-5,2% rispetto al 2016), mentre il mercato libero ha guadagnato 5 TWh rispetto all'anno precedente (2,5%) e nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 0,1 TWh. **Anche nel 2017 è proseguito il movimento dei consumatori domestici verso il mercato libero.**

Il numero dei consumatori risulta diminuito. La riduzione dei punti di prelievo è stata numericamente più ampia tra le famiglie, scese di 365.000 unità, rispetto a quella evidenziata dal settore non domestico, dove i punti sono diminuiti di 135.000 unità rispetto al 2016. In un contesto di riduzione complessiva, prosegue il percorso di spostamento dei consumatori verso il mercato libero: a fronte di 1 milione e 536.000 punti di prelievo domestici persi nel mercato tutelato rispetto al 2016, il libero infatti ne registra 1 milione e 171.000 in più. Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.852 kWh/anno contro 2.119 kWh/anno, ma il differenziale nel 2017 si è ridotto rispetto a quello evidenziato nel 2016.

Nel 2017 il **servizio di salvaguardia** si è leggermente ampliato: l'energia venduta è cresciuta del 2% (+0,1 TWh), anche se l'aumento è stato decisamente inferiore a quello dei due anni precedenti; il numero di clienti serviti è aumentato di circa 2.000 unità quasi integralmente tra quelli allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, quelli dell'illuminazione pubblica, mentre la crescita dei volumi acquistati è avvenuta per i clienti allacciati in bassa e in media tensione. L'elettricità fornita sul **mercato libero** nel 2017 ha evidenziato una crescita: con 202 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è salito del 2,5% rispetto al 2016. Il numero dei clienti complessivamente serviti è cresciuto di 1,4 milioni di unità, più nel settore domestico (+11,4%) che nel settore non domestico (+5,7%). Il consumo medio unitario si è quindi abbassato di un altro 7%, come accade ormai da molti anni. 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.

Quest'anno per la seconda 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. I risultati presentati devono essere accolti con cautela. Ciò nonostante è emerso che: la media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 14,5 per la clientela domestica e a 60,5 per la clientela non domestica. Delle 14,5 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,4 sono acquistabili solo *on line*, ma tale tipologia non sembra aver riscontrato, per ora, un grande interesse parte delle famiglie, che l'hanno scelta solo nel 3,8% dei casi. Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che l'84% delle famiglie 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 16% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso.

Complessivamente, quindi, nel 2017 il mercato tutelato ha acquisito il 19,5% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 20,7% del 2016), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,7% (stessa quota nel 2016) e il mercato libero ne ha acquistato il 78,8% (contro il 77,6% del 2016). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a rovesciarsi: il 58,1% dei clienti è tuttora

servito in maggior tutela, il 41,6% è passato al mercato libero.

L'**operatore dominante** dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, anche quest'anno con una quota in risalita al 37,5% (era al 34,8% nel 2016) e sempre ben distanziata dal secondo gruppo. Con una quota complessiva del 4,5%, al secondo posto è salito il gruppo Eni che nel 2016 era in terza posizione, superando il gruppo Edison la cui quota si è fermata al 4,2%. 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 – il 54,6%, per la precisione – è infatti servito da Enel, mentre Eni, che è in seconda posizione, possiede una quota del 3,6%. Inoltre nel 2017 Enel ha mantenuto la prima posizione anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, che aveva perso nel 2013 e che ha riguadagnato nel 2016. Nel 2017 il livello di concentrazione del mercato totale è cresciuto: i primi tre operatori (gruppi societari) coprono il 45,9% delle vendite complessive (era il 43,6% nel 2016); l'indice HHI è salito a 1.521 da 1.342 registrato nel 2016. Occorrono 16 gruppi societari (uno in meno dello scorso anno) per superare il 75% delle vendite complessive.

Nel 2017 lo *switching* dei clienti nel mercato elettrico è stato più ampio rispetto all'anno precedente. Complessivamente, quasi 3,8 milioni di clienti (83.000 punti in più del 2016), cioè il 10,3%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. In termini di volumi essi corrispondono quasi al 33% del totale dell'energia distribuita. Al contrario di quanto accaduto negli anni più recenti, nel 2017 il livello di *switching* del settore non domestico in media e in alta tensione ha ripreso vivacità sia in termini di punti di prelievo, sia di energia. Il numero di famiglie che ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno (2 milioni e 326.000 punti di prelievo) è leggermente diminuito rispetto al 2016 (quando circa 2,5 milioni di clienti domestici passarono a un altro fornitore), ma in termini di volumi il tasso di *switching* è cresciuto (11,6% contro il 10,5% del 2016).

Il **prezzo medio per i consumatori domestici** è risultato pari a 211,4 c€/kWh al netto delle imposte (di cui 104,1 cent è la parte di costo per l'approvvigionamento). I prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo mostrano una forte variabilità. Il prezzo scende all'aumentare della dimensione dei clienti fino alla terza classe (1.800-2.500 kWh/anno), sale nel passaggio alla classe successiva (2.500-3.500 kWh/anno), per poi decrescere nuovamente e definitivamente in corrispondenza alle tre classi superiori (da 5.000 kWh/anno in avanti). 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 rete, 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. I prezzi dell'energia elettrica pagati nel mercato dai clienti che hanno aderito a un contratto *dual fuel* risultano quasi invariabilmente meno convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto specifico, ma la consistenza di tali clienti e dell'energia da essi acquistata è decisamente ridotta.

Riguardo all'attività svolta dal **call center dello Sportello per il consumatore energia e ambiente** dall'1 gennaio 2017 al 31 dicembre 2017, sono state gestite 362.151 chiamate pervenute in orario di servizio, più altre 59.855 fuori orario, per un totale di 422.036 chiamate. I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato, in particolar modo, i bonus gas ed elettrico, che hanno complessivamente rappresentato il 50% delle chiamate, con una lieve crescita rispetto al 2016, e modalità di risoluzione delle controversie (18%). Il contact center dello Sportello, nel corso del 2017, ha ricevuto 4.583 richieste scritte di informazione, di cui il 45,6% classificate come complesse perché collegate a potenziali controversie; ha ricevuto altresì 7.524 reclami di secondo

livello a cui ha risposto con una lettera standard in cui si informa il cliente che per poter risolvere la controversia deve attivare una procedura conciliativa ricorrendo al Servizio conciliazione o ad altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie.

Sviluppi nel mercato gas

Principali novità nella regolazione

Nell'aprile 2017 l'Autorità ha disposto la ricertificazione preliminare per Società Gasdotti Italia S.p.a. quale gestore di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria. La ricertificazione della società, già certificata come gestore di trasporto secondo il modello di separazione proprietaria, si è resa necessaria a seguito della modifica dell'assetto di controllo della stessa (in quanto dal 15 settembre 2016 Società Gasdotti Italia è stata acquisita dalla società lussemburghese Sole Holdings Sarl, a sua volta partecipata da Macquarie European Infrastructure Fund 4 e Swiss Life GIO II EUR Holding) ed è stata finalizzata ad accertare la permanenza delle condizioni poste alla base della prima certificazione adottata e il rispetto degli obblighi previsti dalla direttiva 2009/73/CE, nonché a verificare che l'acquisizione del controllo del gestore del sistema di trasporto da parte di soggetti di paesi terzi non metta a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dello Stato membro e della Comunità, come previsto dalla stessa direttiva comunitaria. A seguito del parere emesso dalla Commissione europea, l'Autorità ha quindi adottato la decisione finale di **certificazione per Società Gasdotti Italia S.p.a.** quale di gestore di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria.

Il 2017 è stato il primo anno di **operatività del nuovo regime di bilanciamento**, secondo il modello definito nel giugno 2016 che recepisce integralmente il regolamento (UE) 312/2014. Benché il passaggio tra il vecchio e il nuovo regime sia avvenuto l'1 ottobre 2016 senza l'introduzione delle misure transitorie e di gradualità che il regolamento europeo avrebbe consentito, il primo anno di funzionamento non ha registrato particolari criticità. Nel maggio 2017 sono state definite, in linea con le previsioni del Testo Integrato Bilanciamento, le misure volte a garantire la neutralità del responsabile del sistema di bilanciamento rispetto alle partite economiche derivanti dalla gestione del *line-pack*, del gas non contabilizzato (GNC) e del gas di autoconsumo e perdite di rete. L'Italia, confrontata con altri paesi europei, appare quindi in una posizione avanzata di implementazione del regolamento UE 312/2014.

Nell'ambito dei lavori in corso per la **riforma della disciplina del settlement**, nell'agosto 2017 l'Autorità ha esposto i propri orientamenti finali in merito alla semplificazione delle modalità di esecuzione delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento previste dalla disciplina del *settlement* gas in vigore dal 2013. La riforma è necessaria per risolvere, tra l'altro, i problemi che l'attuale disciplina pone in relazione sia alla determinazione delle partite economiche (a seguito dell'effettuazione della sessione di aggiustamento), sia alla possibile presenza di barriere all'accesso e alla contendibilità del mercato *retail*. Tali barriere sono dovute all'esistenza di una differenza tra i quantitativi di gas immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti, differenza che - come risulta dai dati raccolti relativamente agli anni passati - è caratterizzata da una rilevante variabilità temporale e territoriale. Nel corso del 2017 l'Autorità ha quindi completato il quadro regolatorio di riferimento per la determinazione delle partite relative alle sessioni di aggiustamento concernenti il periodo pregresso (2013-2016) e sino all'entrata in vigore della nuova disciplina previsto per il 2020. Nel febbraio 2018, infatti, l'Autorità ha approvato un nuovo *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale* (TISG). Il provvedimento (giunto a valle di tre

consultazioni), prevede sostanziali modifiche alla vigente disciplina del *settlement* gas, in vista della sua completa riforma. Al fine di consentire le implementazioni necessarie è stato deciso che il nuovo TISG entri in vigore dall'1 gennaio 2020.

In tema di **accesso al servizio di trasporto** l'Autorità ha avviato un procedimento per l'integrazione e la modifica delle disposizioni vigenti in materia di allocazione di capacità esistente ed incrementale presso i punti di entrata interconnessi con l'estero, in attuazione del regolamento UE 459/2017 (cosiddetto regolamento nuovo CAM). A seguito del completamento di un progetto pilota relativo al conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, l'Autorità ha inoltre stabilito l'introduzione, a partire dall'1 ottobre 2017, del prodotto di capacità mensile, in aggiunta ai prodotti di capacità annuale e giornaliero. Nel settembre 2017 sono state introdotte disposizioni che consentono ai titolari di capacità di trasporto di lungo periodo presso i punti di interconnessione con l'estero di rimodulare nel tempo i propri diritti di trasporto. Infine, nel dicembre 2017 l'Autorità ha modificato le disposizioni vigenti per estendere a tutti i punti di interconnessione con l'estero le modalità di conferimento della capacità per il servizio di trasporto continuo previste per i punti di interconnessione con l'Unione Europea e con la Svizzera e ad adeguare, coerentemente, le modalità di determinazione dei corrispettivi di scostamento.

Come accade da alcuni anni, anche nell'anno termico 2017-2018 il **conferimento della capacità di stoccaggio** è avvenuto sulla base di criteri di mercato (aste). Ma, ancora una volta, la situazione del mercato europeo e nazionale è stata caratterizzata da differenziali stagionali molto ridotti e tali da rendere, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2017, l'acquisto di capacità di stoccaggio un'opportunità per gli operatori e non una necessità. Ciò in ragione della disponibilità di gas invernale a prezzi di poco superiori a quelli del gas estivo. Questa situazione, che comprime la possibilità delle imprese di stoccaggio di generare ricavi, ha reso necessaria, anche nel 2017, la definizione di un meccanismo (analogo a quello dello scorso anno) di sterilizzazione degli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio, derivanti dalle procedure d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

Con l'obiettivo di aumentare e di diversificare le fonti di approvvigionamento in Italia, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 dicembre 2016 ha confermato, anche per il 2017, la possibilità di **conferire capacità di rigassificazione attraverso le procedure d'asta**, con un prezzo di riserva fissato dall'Autorità. Pertanto l'Autorità ha disciplinato le modalità di svolgimento delle procedure d'asta per il conferimento della capacità di rigassificazione (e di stoccaggio per il servizio integrato); successivamente sono stati definiti i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento delle capacità per il servizio integrato. Tali prezzi di riserva non sono stati resi noti al sistema. Poi, nel settembre 2017 l'Autorità ha definito una nuova disciplina in materia, che sostituisce quella varata nel 2015. La nuova disciplina introduce criteri di mercato, basati su procedure ad asta, per l'allocazione della capacità di rigassificazione, sia di lungo sia di breve periodo.

Nell'aprile 2017 l'Autorità ha avviato un procedimento per l'aggiornamento delle direttive per le **connessioni degli impianti di produzione di biometano** alle reti del gas naturale.

Nel febbraio 2017 l'Autorità ha avviato un procedimento per la definizione di disposizioni in materia di **tariffe e qualità del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale** per il quinto periodo di regolazione (5PRT). L'Autorità ha previsto la possibilità di far decorrere la validità del 5PRT a partire dall'anno 2019, anche al fine di integrare compiutamente le disposizioni che saranno contenute nel Codice di rete europeo relativo alle strutture tariffarie armonizzate per il trasporto del gas; pertanto ha previsto la possibilità di prorogare per l'anno 2018 i principali criteri

di regolazione attualmente in vigore, valutando la possibilità di introdurre misure correttive relativamente ai meccanismi di incentivazione per la realizzazione di nuovi investimenti. Nell'ambito di tale procedimento, nel giugno 2017 l'Autorità ha pubblicato gli orientamenti relativi ai criteri di regolazione, nonché i criteri da applicare nel periodo transitorio precedente il 5PRT. Analogamente, nel marzo 2017, l'Autorità ha avviato un procedimento per definizione di disposizioni in materia di **tariffe per l'utilizzo dei terminali di Gnl** per il quinto periodo di regolazione (5PR Gnl), finalizzato anche alla definizione di una prima regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso ed erogazione dei servizi che possono essere forniti mediante le infrastrutture di stoccaggio di Gnl, che siano connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, e un procedimento per la definizione di disposizioni in materia di obblighi di separazione contabile al fine di recepire le disposizioni della legge nazionale in materia di separazione contabile per le attività riconducibili ai servizi *Small Scale LNG* forniti dai terminali di Gnl.

Nel dicembre 2016 è stata approvata la **Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG)** per il triennio 2017-2019, che ha introdotto novità in materia di costi operativi riconosciuti, di determinazione della componente tariffaria a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, di riconoscimento dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori e di definizione dei costi standard dei gruppi di misura elettronici. Nel dicembre 2017 sono state approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, secondo la RTDG, per l'anno 2018.

Nell'agosto 2017 è stato avviato un procedimento per la definizione dei costi *standard*, comprensivi delle spese di installazione e messa in servizio, da applicare ai **misuratori elettronici sulle reti di distribuzione del gas**, per gli anni 2018 e 2019. Nel successivo mese di novembre sono stati esposti gli orientamenti dell'Autorità sul tema, mentre nel mese di dicembre sono state approvate le relative disposizioni. Con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, è stata differita al quinto periodo di regolazione, che avrà inizio dal 2020, la scelta di adottare logiche parametriche, prevedendo che il riconoscimento dei costi per gli anni 2018-2019 sia effettuato con sostanziale continuità di criteri rispetto a quanto fatto in precedenza, sulla base dei dati rilevati a consuntivo nei limiti di un tetto massimo.

È proseguito il processo di svolgimento delle **gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas** a livello di ambito territoriale minimo. I provvedimenti adottati dall'Autorità nel 2017 in materia, hanno riguardato innanzitutto le verifiche degli scostamenti tra VIR (valore industriale residuo degli impianti) e RAB (valore regolatorio degli *asset*) nonché l'analisi della documentazione di gara trasmessa dalle stazioni appaltanti relativamente a comuni di cinque Ambiti Territoriali. Inoltre, l'Autorità ha avviato un procedimento per l'attuazione di interventi previsti dalla legge 124/2017 (di cui si è detto nelle pagine precedenti) in materia di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale. In tale ambito, a conclusione delle consuete consultazioni, nel dicembre 2017 ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni in materia di determinazione e verifica del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito* e il *Testo integrato delle disposizioni in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito*.

Coordinamento internazionale

In tema di **investimenti in nuove infrastrutture e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari** nell'ottobre 2017 l'Autorità ha espresso le proprie valutazioni sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto relativi agli anni 2014, 2015 e 2016 evidenziando possibili aree di miglioramento

dei Piani, sia sotto il profilo redazionale, con riferimento alla trasparenza e completezza del contenuto informativo del piano, sia sotto il profilo metodologico, con riferimento all'applicazione sistematica di un'analisi costi-benefici (ACB). L'ACB serve a dotare il Piano decennale di uno strumento utile a valutare, secondo criteri di maggiore selettività, le iniziative di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale. L'Autorità ha inoltre previsto l'avvio di un tavolo tecnico di confronto tra gli uffici dell'Autorità e i gestori delle reti di trasporto in materia di metodologia di ACB, nonché di continuare il coinvolgimento di tutti gli *stakeholder* in sede di consultazione dei Piani, anche sulla tecnica di ACB, allo scopo di realizzare una metodologia che consenta di fornire le informazioni necessarie a valutare l'utilità degli interventi per il sistema e la loro economicità ed efficienza. I Piani decennali relativi all'anno 2017 sono stati inviati dai gestori entro il termine previsto del 30 novembre 2017, e sottoposti a consultazione da parte dell'Autorità nel febbraio 2018.

Anche nel 2017 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa e ha mantenuto costante il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG che, per il settore gas, nel 2017 ha lavorato alla metodologia per l'applicazione di *Guidelines of Good Practice on Capacity Allocation-Work Methodology* nei Paesi membri. Inoltre, il gruppo ha lavorato alla definizione di una mappatura delle infrastrutture gas nel Mediterraneo, per fornirne un quadro chiaro, compresi i punti di interconnessione, gli oleodotti di trasmissione, le capacità di trasmissione e stoccaggio e i futuri piani di investimento tra i membri MEDREG.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Nel 2017 l'economia italiana ha segnato una robusta ripresa: il PIL ha segnato una crescita dell'1,5% (al netto dell'inflazione), rispetto al 2016. La crescita è stata trainata dal buon andamento del settore industriale (2%), delle attività dei servizi (1,5%) e delle costruzioni (0,8%). Anche i settori maggiormente gas intensive hanno evidenziato ottimi risultati. Nel 2017, inoltre, il clima si è presentato più rigido nei mesi invernali e più caldo in estate.

In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2017 il **consumo netto di gas naturale** è salito di 5,5 miliardi di metri cubi, attestandosi a 72,6 G(m³) dai 68,9 G(m³) del 2016, realizzando un incremento del 5,5%. Seguendo gli andamenti economici sopra delineati, nel 2017 i consumi industriali hanno registrato una marcata risalita, pari all'8,3%, di poco superiore all'8,2% evidenziato dai consumi della generazione termoelettrica, ancora favorita nella prima parte dell'anno dalla temporanea indisponibilità delle centrali nucleari francesi che ha ridotto le importazioni di energia elettrica dalla Francia. Più contenuto, invece, è risultato l'aumento dei consumi civili (residenziale e terziario), cresciuti del 2,1% rispetto al 2016. La domanda finale di gas ha quindi ha raggiunto nel 2017 l'85% del punto di massimo, toccato nel 2005, quando i consumi furono pari a 85,3 G(m³).

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 4,4 G(m³) rispetto al 2016, raggiungendo 69,7 G(m³); le esportazioni si sono ridotte di 61 M(m³). Ancora una riduzione si è avuta nella **produzione nazionale** (-4,3%), seppure inferiore a quella dell'ultimo quinquennio. 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 92,7%, il valore più alto registrato finora.

Con l'eccezione dei volumi provenienti dall'Olanda, che sono diminuiti quasi del 70% rispetto al 2016, sono aumentate le importazioni da tutti gli altri paesi da cui l'Italia acquista il gas importato,

soprattutto dalla Norvegia, dal Qatar, dall'Algeria. Nel 2017 il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è sceso al 39% dal 41% del 2016, così come la quota dell'Algeria è scesa dal 30% al 29%. Il terzo paese per importanza è il Qatar da cui arriva il 10% del gas complessivamente importato in Italia, seguito dalla Libia la cui quota è rimasta stabile al 7%. Il 9% delle importazioni italiane del 2017 è arrivato dall'insieme degli altri paesi. Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2017, pari a 35,2 G(m³), sono risultati del 5,1% superiori a quelli del 2016. Come nel 2016, l'aumento delle importazioni di Eni è stato inferiore a quello registrato dal totale delle importazioni nazionali; ciò ha fatto scendere ulteriormente la quota di mercato della società.

Come negli anni scorsi i gruppi che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel. Insieme i primi tre importatori hanno importato l'85,1% del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'85,2% di tutto il gas approvvigionato. Diversamente dal passato, tale quota è in diminuzione (era 86,6% nel 2016), per l'incremento delle quote di Edison ed Enel non compensato dalla discesa della quota di Eni. I tre gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile, con una quota complessiva per i tre (88,8%) superiore a quella del gas approvvigionato. Sotto il profilo della **vita residua**, i contratti di importazione in essere al 2017 si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando di anno in anno: il 56,8% dei contratti (59,1% nel 2016) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 39,8% di essi (42,5% nel 2016) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. In compenso, il 35,9% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota era pari a 34,3% nel 2016.

Nel 2017 la **domanda totale del settore gas**, intesa come somma dei volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e al dettaglio più gli autoconsumi, è cresciuta del 6,8%, avendo raggiunto 285,6 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 210,8 G(m³) in aumento rispetto al 2016 (7,8%), 59,8 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando una crescita del 3,6% rispetto al 2016, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 15 G(m³), anche questi ultimi in aumento (6,4%). I gruppi industriali che nel 2017 risultano avere una quota della domanda totale superiore al 5% sono 4, come nel 2016.

Come nel 2016, anche nel 2017 il numero delle imprese che hanno operato nel **mercato all'ingrosso** non è aumentato (al contrario, si è ridotto di 3 unità), mentre è cresciuto il volume di gas che hanno complessivamente intermediato. Infatti, 185 venditori, 10 in meno del 2016, hanno venduto complessivamente 15 G(m³) in più del 2016.

Dopo anni di costante discesa, nel 2017 il livello di concentrazione di tale mercato è leggermente aumentato: la quota delle prime tre società (Eni, Enel Trade ed Eni Trading & Shipping) è salita al 31,3% dal 30,8% calcolato nel 2016. Parimenti, è la quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Engie Global Markets ed Edison) è passata al 45,8% dal 45,5%. Ovviamente anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è salito da 524 a 534. Nel 2017 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 20,42 c€/m³, leggermente più elevato rispetto ai 20,04 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts), e in aumento (7,5%) rispetto al valore osservato nel 2016, pari a 18,99 c€/m³.

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il **Punto di scambio virtuale** (PSV), gestita dal principale operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Nel 2017, 160 soggetti, il 40% in più del 2016, hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. L'andamento positivo della domanda di gas naturale ha spinto il numero dei sottoscrittori del

PSV, che nel 2017 hanno toccato un punto di massimo a 195 unità. Il numero di quelli, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni, è notevolmente cresciuto (+41%) rispetto al 2016. Allo stesso modo, un significativo aumento (+38%) si è avuto nel numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto). I volumi OTC scambiati presso il PSV, che nel 2016 avevano evidenziato un corposo incremento (16%), hanno continuato a crescere, ma nel 2017 l'aumento si è fermato al 7%. Ancora una fortissima crescita, pari al 26%, ha interessato la voce PSV-GME, che segue quella del 18% del 2016.

Nell'ambito dei **mercati gas gestiti dal GME**, nel 2017 sono stati scambiati volumi complessivi per 45,9 TWh, in leggero calo rispetto a quanto registrato nel 2016 (-3%). Si osserva, tuttavia, una profonda variazione nella ripartizione di tali volumi sulle diverse piattaforme in quanto il 2017 è il primo anno di piena operatività del nuovo sistema di bilanciamento gas. Relativamente ai prezzi in esito sulle diverse piattaforme, il M-GAS ha registrato valori compresi tra i 19,26 €/MWh del Mercato del gas in stoccaggio e i 19,67 €/MWh del Mercato infragiornaliero, e quasi sempre inferiori rispetto alla quotazione media al PSV nell'anno pari a 19,92 €/MWh (il dato è di fonte Thomson-Reuters). Il netto rialzo registrato nel mese di dicembre su tutti i mercati spot è in parte riconducibile all'attivazione da parte del Ministero dello sviluppo economico dello stato di preallarme del Piano emergenza gas in seguito all'incidente occorso sul gasdotto d'importazione dall'Austria. Come osservato nell'ultimo trimestre del 2016, si conferma nel 2017 una netta correlazione tra la quotazione al PSV ed i prezzi registrati sul M-GAS, rappresentati dal *system average price* (SAP), confermando il ruolo di quest'ultimo nel fornire agli utenti chiari segnali di prezzo indotti dal Responsabile del bilanciamento così da promuovere azioni di bilanciamento da parte dei singoli utenti stessi.

I risultati provvisori dell'Indagine sui settori dell'energia elettrica e del gas, condotta annualmente dall'Autorità, evidenziano che nel 2017 al **mercato finale** sono stati venduti 59,8 G(m³), cui vanno aggiunti 154 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di quasi 60 G(m³), con una crescita di 2 G(m³) rispetto al 2016. Per avere un dato confrontabile con quello del consumo finale di gas pubblicato dal Ministero dello sviluppo economico menzionato sopra, occorre tuttavia considerare i volumi relativi agli autoconsumi, oltre 15 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 75 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 72,6 G(m³) di fonte ministeriale. Le due fonti classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Anche nel 2017, come negli ultimi anni, gli autoconsumi hanno comunque evidenziato un aumento piuttosto consistente, pari al 6,4% in termini di volumi, che non si è manifestato in termini di punti di prelievo, rimasti stabili a circa 2.600 unità. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'89,4% degli autoconsumi si colloca, infatti, in questo settore). La risalita dei consumi finali, che emerge significativa tanto nei dati che emergono dall'Indagine annuale, quanto in quelli ministeriali, appare legata a una crescita più consistente dei settori produttivi (circa 5,2%), mentre quella dei consumi civili appare positiva ma meno intensa (circa 2,4%).

La significativa crescita delle vendite sul mercato finale si è accompagnata, come di consueto, all'incremento (+18 unità) del **numero di venditori** attivi in questo segmento della filiera: dai 402 operatori presenti nel 2016, è salito infatti a 420. Permane quindi il trend di ascesa, osservato anche nel mercato dell'energia elettrica, nel numero dei venditori. L'11,7% (vale a dire 49 soggetti) dei 420 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio nazionale cioè in tutte e 19 le regioni italiane metanizzate; il 61,9% (260 imprese) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 18; le restanti 111 imprese (il 26,4%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5. Il numero di imprese che opera su tutto il territorio nazionale è in costante crescita (nel 2014 erano il 7%, nel 2015 erano l'8,4%, nel

2016 erano il 10%). La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas mostra una scarsa presenza straniera: solo 20 società (sulle 407 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società del Lussemburgo o svizzere, ma sono presenti anche società tedesche, austriache e spagnole. Nel 2017 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale è tornato a scendere rispetto al 2016. I primi tre gruppi controllano il 45%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 47,2%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 53,4% (contro il 55% del 2016). L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 817, inferiore quindi a quello del 2016, che era pari a 875. Nessuna variazione emerge nelle prime tre posizioni del mercato finale: Eni, Edison ed Enel sono come sempre i gruppi nelle prime tre posizioni; tutti e tre, però, evidenziano una quota di mercato in riduzione. Il peso del gruppo Eni (quest'anno pari al 20,7%) si è ridotto di mezzo punto percentuale rispetto al 2016, come quello del gruppo Enel, mentre la porzione di Edison è diminuita di 1,2 punti rispetto all'anno precedente.

Complessivamente i quantitativi di gas sono aumentati rispetto al 2016 in quasi tutti i settori, con l'eccezione dei condomini e del commercio e servizi. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato un nuovo aumento (6,4%), i quantitativi di gas venduti nel mercato libero hanno evidenziato un incremento del 5,7%, mentre una perdita del 6,8% si è avuta nelle vendite del mercato tutelato. I consumi civili (cioè del settore domestico, insieme con i condomini, con il terziario e con le attività di servizio pubblico) sono complessivamente aumentati del 2,4% rispetto al 2016, mentre gli usi produttivi (industria e termoelettrico insieme) evidenziano una crescita del 5,2%. Il tasso di crescita del settore civile migliora sensibilmente se si considerano le sole vendite effettuate sul **mercato libero**, che rispetto al 2016 sono cresciute dell'8,1%. Infatti, con l'eccezione del comparto del commercio e servizi che evidenzia comunque una lieve riduzione (-0,5%), i volumi di gas venduti nel mercato libero alle famiglie risultano del 20,2% più elevati rispetto al 2016, quelli dei condomini crescono del 7,4% e del 5,4% quelli delle attività di servizio pubblico. 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.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 67,9%, quella del mercato tutelato è del 12%, mentre il 20,1% è autoconsumata. Se si considerano le vendite in senso stretto e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'85% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 15% sul mercato tutelato. In termini di clienti, invece, il 51,7% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 48,3% acquista nel mercato libero.

Anche nel settore gas, come si è già descritto per l'elettrico, l'*Indagine annuale* ha sottoposto ai venditori 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. Tenendo conto della dovuta cautela che occorre nell'interpretazione dei risultati, è emerso che: la media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 13,7 per la clientela domestica, a 7,6 per i condomini con uso domestico e a 76,6 per la clientela non domestica. Delle 13,7 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,1 sono acquistabili solo on line, ma tale tipologia non sembra aver riscontrato, per ora, un grande interesse parte delle famiglie, che l'hanno scelta solo nel 4,1% dei casi. Circa la tipologia di prezzo preferita, è risultato che l'68,6% delle famiglie 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 31,4% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso.

La percentuale di **switching**, cioè del numero di clienti che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2016, è risultata complessivamente pari al 6,6%, ovvero al 50,8% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio. I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2016 si confermano ancora non particolarmente elevati ma stabili o in aumento da diversi anni.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità 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 che operano sul mercato finale, è stato pari a 34,3 c€/m³. Tale prezzo nel 2016 era risultato pari a 33,8 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta un aumento dell'1,5%. La classe che ha presentato il maggiore aumento, in termini sia assoluti (2,5 c€/m³) sia relativi (circa l'11%), è quella riguardante i consumi superiori a 20 milioni di metri cubi. Le classi di consumatori più piccoli (fino a 50.000 m³/anno) presentano dei lievi aumenti, pari a 0,4 e 0,9 c€/m³. Le classi intermedie presentano delle diminuzioni. Ciò ha contribuito a ridurre leggermente il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi, che è passato da 30 a 27,8 c€/m³.

Tutela dei consumatori

La normativa italiana, anche in virtù delle disposizioni più recenti in materia di fatturazione, è ormai conforme alle richieste delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE sulle le misure di tutela dei consumatori, incluse quelle dell'Allegato 1.

In tema di **garanzie di accesso ai dati di consumo**, la regolazione in materia di fatturazione permette al cliente di essere edotto anche dei dati effettivi di consumo. Inoltre la normativa italiana ha previsto che il Sistema informativo integrato (SII) sviluppi, tramite un registro centrale dei punti di prelievo e un sistema di accreditamento degli operatori, le procedure per la gestione centralizzata delle comunicazione dei dati di consumo e lo sviluppo dei rispettivi servizi. L'esigenza che l'Autorità intervenga rafforzando il diritto di accesso ai dati di prelievo da parte dei clienti finali, al fine di aumentarne la consapevolezza, secondo le modalità esposte del documento, è stata ribadita anche dalle disposizioni contenute nella legge n. 205/2017 (descritta in dettaglio a pag. 9) che ha stabilito che entro l'1 luglio 2019, il SII dovrà consentire ai clienti finali di accedere ai dati riguardanti i propri consumi, senza alcun onere a loro carico. Nel dicembre 2017, l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in relazione alla messa a disposizione dei dati di consumo storici ai clienti finali, completando e in parte rielaborando quanto presentato in una precedente consultazione del 2015, al fine di tenere conto delle evoluzioni nel frattempo intercorse e, in particolare, della trasformazione digitale che investe anche il settore elettrico. Con tale nuovo documento per la consultazione, l'Autorità ha perseguito l'obiettivo di rendere prioritariamente accessibili e fruibili al cliente finale i prelievi storici ovvero i dati inerenti alla propria impronta energetica (**energy footprint**) in formato digitale, nella prospettiva dello sviluppo di servizi innovativi per l'efficienza energetica e della gestione attiva della domanda, resi possibili dalla disponibilità dei nuovi strumenti messi in campo con il sistema di misurazione 2G.

Nel maggio 2017 l'Autorità ha avviato un nuovo procedimento per la promozione di nuovi strumenti per l'**informazione e la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese** nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, ritenendo che un'informazione mirata a tale tipologia di clienti, da un lato, permetta loro di superare la diffidenza derivante dalla limitata conoscenza del mercato e, dall'altro, consenta al cliente di esercitare la propria autotutela consapevole nel mercato. Successivamente è intervenuta la legge n. 124/2017 che, tra l'altro, ha stabilito che dall'1 luglio 2019 vengano definitivamente superate le tutele di prezzo (come

illustrato nel capitolo 2). Essa richiede che a partire dall'1 gennaio 2018, i clienti finali di energia elettrica riforniti in maggior tutela debbano ricevere adeguata informativa dal loro fornitore in relazione al superamento delle tutele di prezzo, secondo le modalità definite dall'Autorità e che l'Autorità garantisca la pubblicizzazione e la diffusione delle informazioni in merito al superamento delle tutele di prezzo e alle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dei clienti, anche avvalendosi della società Acquirente unico.

Nel novembre 2017 l'Autorità, in attuazione dell'articolo 1, comma 69, della legge 124/17, ha previsto ulteriori iniziative di capacitazione dei clienti finali di piccole dimensioni e, ai sensi dell'articolo 1, comma 72, della medesima legge, la realizzazione di un progetto di pubblicizzazione e diffusione delle informazioni. In particolare, è stato previsto:

- che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela gas, a partire dall'1 gennaio 2018 e sino a giugno 2019, inviino ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa in merito alla rimozione delle tutele di prezzo, con contenuto definito dall'Autorità al fine di garantirne la terzietà, la neutralità e l'imparzialità;
- che il contenuto di tale informativa sia a carattere dinamico. La prima comunicazione deve essere inserita in due fatture emesse nel primo semestre 2018. Sono previste due ulteriori informative, che dovranno essere riportate in tutte le fatture emesse nel secondo semestre 2018 e nel primo semestre 2019;
- che i venditori a decorrere dall'1 gennaio 2018 pubblichino sulla *home page* del proprio sito internet il link della sezione "Evoluzione mercati al dettaglio" del sito *web* dell'Autorità dedicato al superamento delle tutele di prezzo e indirizzino il cliente finale, all'atto della richiesta telefonica di informazione in merito al proprio contratto con riferimento al superamento della tutela di prezzo, al sito web dell'Autorità e al call center dello Sportello;
- l'implementazione di un progetto di comunicazione multimediale per pubblicizzare e diffondere le informazioni in merito al superamento della maggior tutela alle condizioni di svolgimento dei servizi e agli strumenti per rafforzare la capacitazione dei clienti finali, anche richiedendo la disponibilità di spazi all'interno del servizio televisivo pubblico per veicolare specifici messaggi sull'evoluzione del mercato retail.

Nel corso del 2017 i bonus erogati complessivamente sono stati pari a 1,26 milioni, comprendendo sia il bonus elettrico, distinto per disagio economico e disagio fisico, sia il bonus gas. I tre bonus sono cumulabili nel rispetto del vincolo per cui ogni nucleo ISEE (Indicatore della situazione economica equivalente)⁸ ha diritto a un solo bonus per ciascuna tipologia.

A partire dall'1 gennaio 2017, la soglia ISEE per l'accesso ai bonus è passata da 7.500 euro a 8.107,5 euro, così come stabilito dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 dicembre 2016; resta invece invariato il requisito di accesso per le famiglie numerose (con ISEE non superiore a € 20.000). Inoltre, lo stesso decreto, per il settore elettrico, ha:

- elevato lo sconto dal 20% della spesa netta media di una famiglia tipo al 30% della spesa lorda media della stessa famiglia tipo;

⁸ L'ISEE è uno strumento che permette di misurare la condizione economica delle famiglie italiane. L'indicatore tiene conto di reddito, patrimonio (mobiliare e immobiliare) e delle caratteristiche di un nucleo familiare (per numerosità e tipologia).

- previsto l'eliminazione della condizione di residenza secondo la quale poteva essere agevolata solo una fornitura attiva presso la residenza anagrafica del soggetto in possesso dei requisiti per l'accesso al bonus;
- mantenuto la condizione di unicità, prevedendo l'accesso alla compensazione per disagio economico a una sola fornitura di energia elettrica e/o gas a uso domestico nella titolarità di uno dei componenti di un nucleo familiare in possesso dei requisiti ISEE;
- previsto l'aggiornamento, con cadenza triennale da parte dell'Autorità, del valore soglia dell'ISEE, sulla base del valore medio dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati in ciascun triennio di riferimento.

All'inizio del 2017, l'Autorità ha dato attuazione al suddetto decreto e ha esteso le previsioni individuate dal decreto per il settore elettrico anche al bonus gas (con l'eccezione della percentuale di sconto).

Nel 2016 è entrato in vigore il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale* (TIF). Con il TIF l'Autorità ha inteso definire un testo unico contenente tutte le disposizioni relative alla fatturazione di vendita al dettaglio, che i venditori sono tenuti a rispettare nell'ambito dei contratti con i propri clienti finali. I venditori hanno l'obbligo di includere, nel proprio paniere di offerte sul mercato libero, un contratto con le clausole relative alla fatturazione uguali a quelle dei regimi di tutela, mentre per le altre offerte sono liberi di derogare a dette clausole secondo quanto indicato nel TIF; in tali casi, tuttavia, sono previsti obblighi informativi a beneficio del cliente finale.

In merito alla c.d. "fatturazione di periodo", il TIF definisce, per ciascun settore e per ciascuna tipologia di cliente, la frequenza di emissione delle fatture ordinarie, prevedendo al contempo che il venditore del mercato libero possa modificarla ma solo in aumento. Inoltre, è stato introdotto un vincolo temporale all'emissione della fattura, pari a 45 giorni dall'ultimo giorno di consumo addebitato in fattura, vincolo che nel mercato libero può essere differente. Anche per la fatturazione di periodo (come già per la fattura di chiusura, regolata nel 2016) l'Autorità ha ritenuto opportuno incentivare l'utilizzo dell'autolettura per i clienti di entrambi i settori che non dispongono di misuratori abilitati alla telelettura, introducendo l'obbligo per tutti i venditori di acquisirla, in periodi ben definiti e indicati dai medesimi, e prevedendo specifiche modalità affinché il cliente finale sia messo al corrente dell'opportunità di ricorrere alla medesima

L'Autorità ha inoltre previsto, a favore del cliente, nuovi **indennizzi** in capo ai venditori, in caso di emissione della fattura di periodo oltre il termine di 45 giorni dall'ultimo giorno di consumo addebitato in fattura e in capo ai distributori, nel caso in cui i dati di misura siano stati stimati per due mesi consecutivi a clienti con misuratori telegestiti.

Insieme al TIF l'Autorità ha introdotto obblighi specifici in materia di misura e di **rateizzazione** delle fatture, che sono entrati in vigore nel 2017 nei casi di fatturazione di importi anomali e di mancato rispetto della periodicità di fatturazione prevista nel TIF.

Per la **gestione delle controversie** in Italia è attivo dal 2012 il **Servizio conciliazione clienti energia** gestito, in avvalimento, dall'Acquirente unico e operativo, in fase sperimentale, dall'1 aprile 2013, con entrata a regime dall'1 gennaio 2016. Il Servizio conciliazione è una procedura volontaria di risoluzione alternativa delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas

naturale per qualsiasi problematica insorta (che non attenga a profili tributari e fiscali) nei confronti degli operatori energetici (esercenti la vendita e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente *on line* e alla presenza di un conciliatore terzo, imparziale, esperto in mediazione. L'eventuale accordo finale ha efficacia transattiva fra le parti ai sensi dell'art. 1965 del Codice civile.

Per le sue caratteristiche, il Servizio conciliazione è già in linea con la normativa comunitaria in materia di *Alternative Dispute Resolution* (ADR), in ultimo con la direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013 sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE.

La fase sperimentale del Servizio conciliazione si è conclusa il 31 dicembre 2015. Pertanto alla fine del 2015 l'Autorità ne ha stabilito la continuità per la continuazione di tale servizio che, rispetto alla fase precedente, ha visto un mutamento di scenario legato all'implementazione dell'obbligatorietà del tentativo di conciliazione. Infatti, con l'approvazione del nuovo Codice del consumo, che ha attribuito all'Autorità il potere di regolamentare, con propri provvedimenti, le modalità di svolgimento della procedura di risoluzione extragiudiziale delle controversie, il tentativo di conciliazione è divenuto condizione di procedibilità dell'azione proposta innanzi all'Autorità giudiziaria per le controversie insorte nei settori regolati.

Nel 2016 l'Autorità ha dato attuazione a tale normativa con l'approvazione di un *Testo Integrato Conciliazioni* (TICO), che ha introdotto una **procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio conciliazione** e ha individuato le procedure alternative esperibili. Il TICO, operativo dall'1 gennaio 2017 per i settori dell'energia elettrica e del gas, si applica alle controversie insorte fra i clienti finali di energia elettrica alimentati in bassa e/o media tensione e i clienti finali di gas naturale, nonché i clienti finali di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane alimentati in bassa pressione, domestici e non domestici, ivi inclusi i *prosumers* (produttori e consumatori di energia elettrica) e gli operatori – venditori e distributori – e, limitatamente al *prosumer*, anche il GSE. Lo svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione non preclude, in ogni caso, la concessione dei provvedimenti giudiziali urgenti e cautelari.

L'Autorità ha esteso l'obbligo di partecipare al tentativo di conciliazione a tutti gli operatori (con l'eccezione dei fornitori di ultima istanza), che fino al 31 dicembre 2016 valeva per i soli esercenti la maggior tutela per l'energia elettrica, i distributori di energia elettrica e gas e il GSE (per le controversie attinenti al ritiro dedicato o allo scambio sul posto) e limitando tale obbligo partecipativo al primo incontro. L'eventuale inadempimento di tale obbligo è sanzionabile dalla stessa Autorità ai sensi della normativa vigente. La condizione di procedibilità per l'azione giudiziale si considera avverata se il primo incontro presso il Servizio conciliazione si conclude senza accordo, ivi inclusi i casi di mancata comparizione della controparte. I conciliatori devono essere in possesso di specifici requisiti e devono garantire la terzietà, anche mediante il rispetto di uno specifico codice deontologico.

Nel primo anno di operatività del TICO (1 gennaio 2017 – 31 dicembre 2017), sono state presentate al Servizio conciliazione 10.588 domande, per una media di domande/giorno pari a 42,6. Il 76% delle domande ricevute dal Servizio ha riguardato un cliente finale domestico.

Il 76% delle domande è stato ammesso alla procedura. Il tasso di accordo complessivo, in diminuzione rispetto al 2016, è risultato pari al 68% delle procedure concluse (al netto delle procedure rinunciate, pari a circa l'1% delle ammesse). La durata media delle procedure concluse

è pari a 45 giorni solari (46 per i casi di accordo, 42 per gli esiti negativi), in diminuzione rispetto ai 60 giorni del 2016.

In **alternativa al Servizio dell'Autorità** il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche utilizzando altre procedure indicate nel TICO. Si tratta, in primo luogo, delle procedure di media conciliazione presso le Camere di commercio che aderiscono alla convenzione sottoscritta dall'Autorità e da Unioncamere il 28 dicembre 2016 e con apposita formazione sui settori energetici. In secondo luogo, per i soli clienti finali domestici, vi sono le procedure presso gli Organismi iscritti nell'elenco ADR istituito dall'Autorità.

Al 31 marzo 2018, Unioncamere ha comunicato l'adesione di 44 Camere di commercio, nelle more del completamento del processo di riorganizzazione del sistema camerale, mentre nell'Elenco ADR dell'Autorità, risultano iscritti 15 Organismi (compreso il Servizio Conciliazione dell'Autorità).

Sicurezza delle forniture

Il decreto legislativo n. 93/11, nell'implementare il Terzo pacchetto energia, attribuisce le funzioni e le competenze in materia di sicurezza delle forniture al Ministero dello sviluppo economico.

3 IL MERCATO ELETTRICO

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

3.1.1 Unbundling

L'Autorità ha rinnovato⁹ nel 2015 le disposizioni in materia di obblighi di separazione funzionale (*unbundling*) per i settori dell'energia elettrica e del gas, approvando il relativo allegato *Testo integrato di unbundling funzionale* (TIUF), in conformità con le disposizioni del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, e delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE. Il TIUF¹⁰, in vigore dall'1 gennaio 2016, ha introdotto nuovi obblighi di separazione in relazione alle politiche di comunicazione e di marchio per la generalità dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, indipendentemente dalla loro dimensione o dalla loro forma societaria, imponendo una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e di distribuzione di energia elettrica e di gas naturale e tra l'attività di vendita di energia elettrica nel mercato libero e il servizio di maggior tutela.

Nel 2016 l'Autorità¹¹ ha prorogato all'1 gennaio 2017 il termine per l'adempimento dell'obbligo di separazione delle politiche di comunicazione e del marchio per le imprese che svolgono l'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti finali. La proroga si è resa necessaria in vista dell'approvazione del c.d. "DDL concorrenza" (descritto nel sommario), che delinea il nuovo assetto del mercato della vendita dell'energia elettrica, al fine di consentire un adeguato coordinamento tra il nuovo quadro normativo e la regolazione degli obblighi di separazione delle politiche di comunicazione e del marchio (*debranding*), con modalità idonee a contemperare le esigenze pro-concorrenziali, tenuto conto del principio di equilibrio economico-finanziario delle imprese alle quali si applicano tali disposizioni.

Nel 2017¹² l'Autorità ha intimato una serie di imprese inadempienti di trasmettere le informazioni con cui le imprese dichiarano all'Autorità i propri obblighi in materia di separazione funzionale previsti dal TIUF. Nei confronti delle imprese risultanti ancora inadempienti, a seguito delle citate intimazioni, sono stati avviati appositi procedimenti sanzionatori.

Separazione contabile

Alla fine del 2017¹³ l'Autorità ha avviato la revisione della normativa di separazione contabile per il settore dell'energia elettrica, del gas, del sistema idrico e del telecalore. Il procedimento è finalizzato a rivedere la normativa introdotta nel 2016¹⁴ alla luce degli sviluppi regolatori intervenuti nei settori regolati dall'Autorità, nonché per esigenze di semplificazione e di miglioramento della qualità dell'informazione.

⁹ Delibera 22 giugno 2015, 296/2015/R/com.

¹⁰ Che sostituisce la previgente disciplina contenuta nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11.

¹¹ Con la delibera 22 giugno 2016, 327/2016/R/eel.

¹² Delibera 1 giugno 2017, 390/2017/E/com.

¹³ Delibera 10 novembre 2017, 742/2017/R/com.

¹⁴ Delibera 24 marzo 2016 137/2016/R/com e relativo Testo integrato di unbundling contabile - allegato A (TIUC).

3.1.2 Regolamentazione tecnica

Servizi di dispacciamento

Nel giugno 2016, l'Autorità ha delineato¹⁵ gli orientamenti in merito alla prima fase della riforma organica della disciplina del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica. Scopo primario è quello di aprire l'MSD (Mercato del servizio di dispacciamento) alla partecipazione della domanda e delle unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili.

A tal fine, è stato proposto che Terna proceda ad aggiornare il proprio Codice di rete, con l'obiettivo di introdurre:

- le unità di produzione/consumo virtuali abilitate (UVA). Dette unità sono da intendersi come aggregati di singoli punti di immissione/prelievo localizzati nel medesimo perimetro geografico rilevante ai fini dell'MSD; possono essere inserite nelle UVA solo le unità di produzione di taglia inferiore ai 10 MVA, mentre le unità di produzione di taglia superiore (unità rilevanti) dovranno partecipare ai mercati in modo indipendente l'una dall'altra;
- i requisiti tecnici che ciascuna UVA e ciascuna unità di produzione rilevante in modo autonomo dovranno rispettare per consentire l'integrazione nei sistemi di dispacciamento di Terna;
- le performance minime, in termini di fornitura delle risorse di dispacciamento, che ciascuna UVA e ciascuna unità di produzione rilevante in modo autonomo dovranno garantire ai fini dell'ottenimento dell'abilitazione al mercato.

Nella prima fase l'Autorità ha proposto di mantenere aggregati separati per immissione e prelievo. Sono escluse dalla prima fase della riforma tutte le unità di consumo e le unità di produzione non trattate su base oraria, in quanto la partecipazione di utenze profilate risulterebbe rischiosa per gli utenti del dispacciamento. Sono, altresì, escluse le unità di consumo che forniscono il servizio di interrompibilità del carico o di super interrompibilità in Sicilia e in Sardegna.

Inoltre, è prevista la coincidenza fra il soggetto fornitore dei servizi di dispacciamento (*Balancing service provider* – BSP) e il soggetto responsabile per la regolazione economica degli sbilanciamenti (*Balancing responsible party* – BRP); l'eventuale separazione di queste due figure è rinviata a una fase successiva della riforma.

Per le unità di nuova abilitazione sono previste le medesime modalità di offerta attualmente in vigore per le unità sin d'ora abilitate alla partecipazione all'MSD, nonché l'applicazione della medesima disciplina per la regolazione economica degli sbilanciamenti effettivi (*dual pricing* a prezzo marginale).

In questa fase le imprese distributrici si limitano a interagire con Terna, segnalando eventuali criticità che possano sorgere sulla rete di competenza, per effetto della definizione delle UVA, avendo altresì la possibilità di impedire l'inserimento, all'interno di una UVA, di una o più unità di produzione o di consumo localizzate sulla propria rete o di fissare dei limiti *ex ante* alla loro movimentazione.

Nel 2017 il processo di elaborazione della riforma organica del dispacciamento è proseguito, nell'ottica di pervenire al nuovo Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE), in coerenza con la normativa europea (regolamenti europei sul bilanciamento elettrico sull'esercizio del

¹⁵ Documento per la consultazione 9 giugno 2016, 298/2016/R/eel.

sistema elettrico e regolamento *Capacity Allocation and Congestion Management* – CACM). Il TIDE deve avere la finalità di:

- definire i criteri con cui Terna procederà alla revisione dei prodotti oggetto di negoziazione sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) e delle modalità di approvvigionamento delle risorse flessibili, preservando, laddove possibile, l'impostazione *Central Dispatch System*;
- rivedere la classificazione delle unità di produzione e di consumo, superando il concetto di rilevanza attualmente utilizzato per identificare in modo distinto le unità che devono partecipare singolarmente ai mercati e le unità che possono essere aggregate;
- identificare nuovi criteri di aggregazione definiti in base alla dimensione spaziale di ciascuno dei servizi di dispacciamento per cui l'aggregato è abilitato;
- rivedere la disciplina degli sbilanciamenti al fine di fornire agli utenti del dispacciamento segnali di prezzo coerenti con le dimensioni temporale, spaziale e merceologica che contraddistinguono il valore dell'energia in tempo reale, superando l'attuale meccanismo basato su aggregazioni zonali/macrozonali statiche e facendo riferimento ai prezzi nodali.

Nelle more della definizione del TIDE, sono già stati effettuati alcuni importanti interventi.

Un primo intervento¹⁶ consiste nel prevedere una prima apertura di MSD, consentendo la partecipazione anche alle unità di consumo, alla generazione distribuita e alle unità di produzione non programmabili per rendere disponibili, fin da subito, nuove risorse di dispacciamento. Tale partecipazione avviene per il tramite di progetti pilota, i quali:

- sono individuati da Terna, previa consultazione, e successivamente inviati all'Autorità per l'approvazione;
- a meno di diversa specificazione, sono basati sull'attuale classificazione delle unità di produzione e di consumo, ivi incluso il concetto di rilevanza per la partecipazione ai mercati, al fine di consentirne l'avvio in tempi brevi senza richiedere significativi interventi sui sistemi per la gestione del dispacciamento;
- non prevedono forme di incentivazione economica a favore degli utenti del dispacciamento per l'esecuzione dei progetti pilota; gli operatori coinvolti possono comunque beneficiare della remunerazione delle risorse di dispacciamento prevista dalla regolazione, comprensiva di quella derivante da eventuali procedure di approvvigionamento a termine;
- non riguardano le unità di consumo e le unità di produzione rientranti rispettivamente nel contratto di dispacciamento dell'Acquirente unico (AU) e del Gestore dei servizi energetici (GSE).

I progetti pilota possono riguardare:

- la partecipazione volontaria a MSD delle unità di produzione rilevanti a oggi non abilitate (ivi inclusi i sistemi di accumulo equiparati alle unità di produzione¹⁷). Esse, in generale e fatto salvo quanto diversamente previsto per le Unità Virtuali Abilitate Nodali (UVAN), partecipano a MSD singolarmente con riferimento al medesimo punto di dispacciamento valido per la partecipazione ai mercati dell'energia e per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è l'utente del dispacciamento titolare del punto di dispacciamento sempre coincidente con il *Balance Service Provider* (BSP);

¹⁶ Delibera 5 maggio 2017, 300/2017/R/eel, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 9 giugno 2016, 298/2016/R/eel,

¹⁷ Ai sensi della delibera 20 novembre 2014, 574/2014/R/eel.

- la partecipazione volontaria a MSD delle unità di produzione non rilevanti (ivi inclusi i sistemi di accumulo) e della domanda. Esse partecipano a MSD su base aggregata, costituendo le Unità Virtuali Abilitate (UVA) secondo quanto descritto successivamente. I perimetri geografici di aggregazione non possono eccedere la zona di mercato e sono definiti da Terna in coerenza con il modello di rete utilizzato dall'algoritmo per la selezione delle offerte accettate su MSD, in modo tale che la movimentazione delle unità incluse nelle UVA non comporti violazioni di vincoli di rete.

Le UVA si dividono in:

- Unità Virtuali Abilitate di Produzione (UVAP), caratterizzate dalla presenza di sole unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, inserite nel medesimo contratto di dispacciamento. Esse rilevano solamente per la partecipazione a MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, le unità incluse in tali tipologie di UVA continuano a rimanere inserite nei punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti già oggi esistenti. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP, che può essere distinto dall'utente del dispacciamento; il BSP è quindi responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
- Unità Virtuali Abilitate di Consumo (UVAC), caratterizzate dalla presenza di sole unità di consumo inserite nel medesimo contratto di dispacciamento. Esse rilevano solamente per la partecipazione a MSD, mentre ai fini della partecipazione ai mercati dell'energia e, conseguentemente, ai fini della determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento, le unità incluse in tali tipologie di UVA continuano a rimanere inserite nei punti di dispacciamento per unità di consumo già oggi esistenti. La controparte per la fornitura delle risorse di dispacciamento è il BSP, che può essere distinto dall'utente del dispacciamento; il BSP è quindi responsabile per il mancato rispetto degli ordini di dispacciamento;
- Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), caratterizzate dalla presenza sia di unità di produzione non rilevanti (programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo, sia di unità di consumo. Esse rilevano sia per la partecipazione a MSD sia per la partecipazione ai mercati dell'energia e, pertanto ad esse è associato un punto di dispacciamento di nuova costituzione;
- Unità Virtuali Abilitate Nodali (UVAN), caratterizzate dalla presenza di unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria ai sensi del Codice di rete e/o non rilevanti (programmabili o non programmabili), ed eventualmente anche di unità di consumo, sottese allo stesso nodo della rete di trasmissione nazionale.

Per tutte le unità oggetto di abilitazione volontaria a MSD, gli sbilanciamenti effettivi continuano a essere valorizzati sulla base della regolazione applicata alle unità non abilitate.

Un secondo intervento ha riguardato la regolazione degli sbilanciamenti. Più in dettaglio, l'Autorità ha definito misure transitorie al fine di evitare le anomalie presenti nella disciplina vigente che hanno consentito, ad alcuni utenti del dispacciamento, di trarre profitti estranei alle finalità del servizio di dispacciamento, mediante una programmazione a livelli strutturalmente e sensibilmente differenti da quelli ragionevolmente prevedibili.

Tali misure transitorie¹⁸ sono:

- l'introduzione, dall'1 luglio 2017, di corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, finalizzati a neutralizzare i vantaggi economici che gli utenti del dispacciamento potrebbero trarre dalla differenza fra i prezzi zionali all'interno della medesima macrozona;
- l'adozione, dall'1 settembre 2017, di una nuova modalità di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale, basata solo sui programmi vincolanti modificati e corretti delle unità di produzione e di consumo e sulla rilevazione degli scambi effettivi fra le diverse macrozone, evitando di ricorrere alle misure effettive delle immissioni e dei prelievi.

Tali interventi, riducendo il rischio che gli utenti del dispacciamento possano trarre benefici economici anche significativi a danno del sistema elettrico, hanno consentito il ritorno, dall'1 settembre 2017 e per tutte le unità non oggetto di abilitazione obbligatoria, a una valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi di tipo *single pricing*, pienamente in linea con il regolamento europeo in materia di bilanciamento elettrico.

Nel caso delle fonti rinnovabili non programmabili, permane la regolazione già esistente¹⁹, sulla base della quale gli utenti del dispacciamento possono scegliere, ogni anno, se applicare:

- la regolazione degli sbilanciamenti prevista per le altre unità di produzione non abilitate;
- la nuova disciplina appositamente introdotta per le fonti rinnovabili non programmabili.

Quest'ultima disciplina prevede la definizione delle cosiddette "bande", differenziate per ciascuna fonte non programmabile²⁰, all'interno delle quali non viene applicato il corrispettivo unitario di sbilanciamento previsto per le unità di produzione non abilitate. All'interno delle bande avviene una sorta di aggregazione commerciale, su base zonale, tra unità di produzione rilevanti e non rilevanti alimentate da qualunque fonte non programmabile che accedono al meccanismo, riducendo il rischio volume e il prezzo dello sbilanciamento associato a ogni singola fonte e a ogni singolo impianto. In pratica, è come se le diverse fonti non programmabili all'interno delle bande compensassero tra loro i propri sbilanciamenti, attribuendo ai singoli utenti del dispacciamento da fonti non programmabili solo i valori residui ed evitando che essi continuino (come in passato) a essere sostenuti dai clienti finali. Più ampia è la banda (come nel caso della fonte eolica) e maggiore è l'effetto benefico derivante dall'aggregazione commerciale.

¹⁸ Delibera 8 giugno 2017, 419/2017/R/eel, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 20 aprile 2017, 277/2017/R/eel.

¹⁹ Delibera 23 ottobre 2014, 522/2014/R/eel.

²⁰ Le bande differenziate per fonte sono pari a:

- il 49% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte eolica;
- il 31% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte solare fotovoltaica;
- l'8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalla fonte idrica ad acqua fluente;
- l'1,5% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione rilevanti alimentate dalle "altre" fonti rinnovabili non programmabili (per lo più unità di produzione geotermoelettriche);
- l'8% del programma vincolante modificato e corretto in relazione ai punti di dispacciamento relativi a unità di produzione non rilevanti (cioè aventi potenza inferiore a 10 MVA).

Infine l’Autorità ha ridefinito²¹ le tempistiche per la determinazione e la pubblicazione, da parte di Terna, dei tre corrispettivi di dispacciamento (corrispettivo per l’approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento o *uplift*, corrispettivo a copertura dei costi della modulazione della produzione eolica, corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema) che in precedenza non erano determinati e pubblicati entro l’inizio del periodo cui si riferiscono, al fine di consentire la possibilità di applicarli nei contratti di vendita in maniera “passante”, permettendo semplificazioni sia per i venditori sia per i clienti finali. Tali corrispettivi, a partire da quelli relativi al primo trimestre 2018, sono determinati da Terna su base trimestrale entro il giorno 15 del mese che precede il trimestre a cui si riferiscono.

Regolamentazione della sicurezza e affidabilità delle reti

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico: regime ordinario e regime di reintegrazione dei costi

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono le strutture tecnicamente e strutturalmente indispensabili alla risoluzione di congestioni di rete o al mantenimento di adeguati livelli di sicurezza del sistema elettrico nazionale, per significativi periodi di tempo. Questi impianti vengono sostanzialmente remunerati tramite il regime ordinario (cioè attraverso il sistema tariffario), oppure tramite la reintegrazione dei costi variabili (in questo caso l’impresa proprietaria dell’impianto può anche richiedere un acconto)²².

Al termine di un articolato processo²³ di valutazione di potenziali abusi nel mercato all’ingrosso dell’energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT), che è stato condotto in coordinamento con l’Autorità garante della concorrenza e del mercato e tenendo conto degli impegni assunti da Enel Produzione, l’Autorità ha disposto²⁴ l’ammissione al regime di reintegrazione dei costi dell’impianto Brindisi Sud dell’impresa suddetta, ai sensi delle disposizioni fondamentali in materia di dispacciamento²⁵.

Nel corso del 2016 l’Autorità ha inoltre avviato²⁶, anche in relazione all’impianto Brindisi Sud, alcuni procedimenti per l’adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di misure di regolazione asimmetrica, rispettivamente ai sensi dell’art. 2, comma 20, lett. d), della legge n. 481/95, e dell’art. 43, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, volti a promuovere la concorrenza e garantire il buon funzionamento dei mercati mediante un efficace e proporzionato contrasto a comportamenti sui mercati all’ingrosso dell’energia e sul mercato per il servizio di dispacciamento suscettibili di compromettere la corretta interazione tra domanda e offerta, con effetti negativi sull’andamento dei mercati energetici. Inoltre, preso atto del fatto che l’impianto Brindisi Sud è risultato essenziale per la sicurezza del sistema elettrico per l’anno 2017, l’Autorità ha altresì avviato²⁷ il processo per l’individuazione del tipo di essenzialità da applicare a tale impianto e chiarito che la regolazione sulle risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico ai sensi della

²¹ Delibera 27 luglio 2017, 553/2017/R/eel, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 25 maggio 2017, 374/2017/R/eel.

²² Entrambi i regimi sono previsti dagli articoli 64 e 65 della delibera 9 giugno 2006, 111/06.

²³ Processo avviato con le delibere 24 giugno 2016, 342/2016/E/eel, e 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel.

²⁴ Delibera 5 maggio 2017, 314/2017/R/eel

²⁵ Delibera 9 giugno 2006, 111/06.

²⁶ Con le suddette delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel.

²⁷ Delibera 27 ottobre 2016, 609/2016/R/eel.

disciplina del dispacciamento²⁸ rappresenta una forma di regolazione asimmetrica, indicata dall'art. 43, comma 5, del decreto legislativo n. 93/11, dato che le offerte attinenti alle risorse suddette sono soggette a vincoli che limitano il potere di mercato dei relativi utenti nel mercato per il servizio di dispacciamento e contribuiscono a determinare condizioni competitive nello stesso.

Nel dicembre 2016 l'Autorità ha disposto²⁹ il proseguimento dell'istruttoria sull'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi avanzata da Enel Produzione per l'impianto Brindisi Sud, in coordinamento con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Quest'ultima, in seguito alla segnalazione³⁰ dell'Autorità aveva nel frattempo avviato un'istruttoria per accertare l'esistenza di una possibile violazione della normativa antitrust con riferimento alle strategie di offerta dell'impianto Brindisi Sud adottate dall'impresa suddetta (procedimento A498A).

A seguito di un apposito *market test*, condotto anche con il supporto dell'Autorità, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, con il provvedimento 26562, ha reso obbligatori gli impegni presentati da Enel Produzione in data 19 aprile 2017 rispetto all'impianto Brindisi Sud, per gli anni 2017-2019. Gli impegni definitivi prevedono, tra l'altro, che:

- qualora l'impianto non sia assoggettato al regime di reintegrazione dei costi ed Enel Produzione consegua ricavi, al netto dei costi variabili riconosciuti, superiori a quanto indicato nel testo degli impegni, Enel Produzione restituisca gli importi eccedenti (cd. impegno n. 1);
- in caso di ammissione al regime di reintegrazione dei costi dell'impianto Brindisi Sud, Enel Produzione limiti volontariamente i costi fissi rilevanti ai fini della determinazione del corrispettivo di reintegrazione a un importo non superiore a quanto indicato nel testo degli impegni e, in ogni caso, significativamente inferiore rispetto ai costi fissi complessivi dell'impianto definiti secondo i criteri della disciplina sul dispacciamento³¹ (cd. impegno n. 3);
- Enel Produzione accetti anche l'eventuale applicazione del regime di reintegrazione a decorrere dall'1 gennaio 2017.

In considerazione dei benefici attesi in termini di contenimento e stabilizzazione del corrispettivo *uplift*, l'Autorità ha accolto³², l'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi avanzata da Enel Produzione per l'impianto Brindisi Sud, come integrata dall'impegno n. 3 presentato da Enel Produzione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato nell'ambito degli impegni definitivi. Il citato provvedimento ha inoltre stabilito di:

- ammettere l'impianto Brindisi Sud al regime di reintegrazione dei costi a decorrere dall'1 gennaio 2017, ai fini della determinazione dell'omonimo corrispettivo, in modo tale da includere nel calcolo dello stesso anche il margine di contribuzione che Enel Produzione ha conseguito sul mercato elettrico con il menzionato impianto nell'anno 2017 sino all'entrata in vigore dei vincoli di offerta connessi al regime di reintegrazione previsto dalla disciplina del dispacciamento³³;

²⁸ Delibera 9 giugno 2016, 111/06.

²⁹ Delibera 28 dicembre 2016, 803/2016/R/eel,

³⁰ Delibera 6 settembre 2016, 477/2016/E/eel.

³¹ Delibera 9 giugno 2016, 111/06.

³² Delibera 314/2017/R/eel.

³³ Delibera 9 giugno 2016, 111/06.

- applicare il regime di reintegrazione a decorrere dal secondo giorno successivo al giorno di pubblicazione del provvedimento di ammissione per quanto attiene all'applicazione dei vincoli alle offerte previsti dal menzionato regime, all'implementazione delle attività dipendenti dalla determinazione del costo variabile riconosciuto rilevante ai fini della formulazione delle offerte e al calcolo dei ricavi figurativi sui mercati dell'energia;
- chiudere il procedimento³⁴ avente a oggetto l'impianto Brindisi Sud, dato l'assoggettamento – in esito al procedimento medesimo – di tale impianto alla regolazione asimmetrica rappresentata dal regime di reintegrazione dei costi, con un rilevante risparmio - rispetto all'applicazione dei criteri della disciplina del dispacciamento³⁵ - che può essere inteso a compensazione delle strategie adottate nell'anno 2016;
- prevedere che, ai fini dell'implementazione dell'impegno n. 1 nel biennio 2018-2019, qualora l'impianto non risulti più assoggettato al regime di reintegrazione dei costi, gli eventuali importi eccedenti rispetto al limite indicato negli impegni definitivi siano comunque versati da Enel Produzione a Terna e da quest'ultima destinati alla riduzione dei corrispettivi per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento.

Poiché Terna ha successivamente indicato che l'impianto Brindisi Sud è essenziale per la sicurezza del sistema elettrico anche per l'anno 2018, l'Autorità ha confermato³⁶ l'ammissione al regime di reintegrazione dell'impianto anche per il suddetto anno, alla luce del permanere dei benefici netti attesi per i consumatori.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico: ammissione al regime di reintegrazione dei costi

Nel corso dell'anno 2017 l'Autorità ha ammesso³⁷ al regime di reintegrazione l'impianto Rosen 132kV di Engie Italia per il periodo compreso tra 15 maggio 2017 (il giorno successivo alla data di scadenza della relativa convenzione CIP 6/92) e 31 dicembre 2017. Ai fini dell'ammissione, il soggetto titolare dell'impianto ha aggiornato l'istanza precedentemente comunicata, in modo da renderla conforme ai criteri che l'Autorità aveva definito³⁸ per gestire i casi di impianti – come l'impianto Rosen 132kV – che generano flussi energetici ulteriori rispetto all'energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale.

L'impianto Centrale elettrica di Capri di Sippic è stato ammesso³⁹ – in forma condizionata - al regime di reintegrazione. L'impianto è stato dichiarato da Terna singolarmente essenziale per la sicurezza del sistema elettrico a decorrere dalla data di ingresso in esercizio del collegamento 150kV Capri-Torre Centro e sino all'entrata in operatività del secondo collegamento 150kV Capri-Sorrento e del riclassamento a 150kV della rete Sorrento-Vico Equense-Agerola-Lettere. Il completamento dell'insieme degli interventi sopra menzionati è previsto entro l'anno 2022.

Con l'entrata in esercizio del collegamento isola-terraferma 150kV Capri-Torre Centro, l'attività di produzione svolta da Sippic mediante l'impianto Centrale elettrica di Capri si trasforma da attività esclusivamente asservita alla gestione verticalmente integrata di un sistema elettrico

³⁴ Avviato con delibera 342/2016/E/eel.

³⁵ Delibera 9 giugno 2016, 111/06.

³⁶ Delibera 28 dicembre 2017, 928/2017/R/eel.

³⁷ Delibera 12 maggio 2017, 331/2017/R/eel.

³⁸ Delibera 28 dicembre 2016, 802/2016/R/eel.

³⁹ Delibera 28 giugno 2017, 491/2017/R/eel.

permanentemente isolano ad attività a servizio di Terna nell'ambito di un sistema elettrico tipicamente interconnesso, ma ancora soggetto a periodi di assetto isolato, in caso di indisponibilità del collegamento. La trasformazione appena descritta richiede una parallela evoluzione della configurazione della regolazione applicata all'attività di produzione svolta da Sippic, per tener conto del ruolo assunto del relativo impianto in termini di risorsa indispensabile per Terna ai fini della sicurezza del sistema elettrico. Anche con questa finalità, è stato disposto⁴⁰ di:

- assoggettare l'impianto al regime di reintegrazione ex delibera 111/06, accogliendo l'istanza di ammissione pluriennale avanzata da Sippic, così da applicare all'impianto medesimo una disciplina che, rispetto al sistema di integrazione tariffaria storicamente adottato, è concentrata sull'attività di produzione ed è fondata su criteri che rendono il grado di copertura dei costi dipendente dalle performance dell'impianto e dalla realizzazione ed entrata in operatività degli investimenti;
- fissare i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime di reintegrazione dei costi;
- dichiarare ammissibili - limitatamente alla parte che attiene all'attività di produzione - gli investimenti sull'impianto volti a migliorare l'affidabilità dello stesso e renderne più sostenibile l'attività sotto il profilo ambientale;
- consentire la formulazione di istanze di acconto del corrispettivo di reintegrazione con scadenze che tengano conto delle specifiche esigenze della gestione finanziaria dell'impianto;
- indicare i criteri per la determinazione del periodo nel quale l'impianto Capri è soggetto alla disciplina di essenzialità ex delibera 111/06;
- escludere che, per il periodo menzionato, l'impianto possa essere remunerato attraverso il sistema di integrazione tariffaria per le imprese elettriche minori, di cui all'art. 7 della legge n. 10/91, al fine di evitare che possa beneficiare di una doppia remunerazione.

In particolare, per quanto attiene al periodo di applicazione della disciplina ex delibera 111/06, l'impianto è ammesso al regime di reintegrazione sino al giorno 31 dicembre 2022, a decorrere dal giorno successivo alla data in cui siano soddisfatte un insieme di condizioni, tra cui: a) l'entrata in esercizio del collegamento 150kV Capri-Torre Centro; b) la stipula del contratto di dispacciamento avente a oggetto l'impianto Centrale elettrica di Capri; c) l'adempimento, da parte Sippic, degli obblighi previsti dalla normativa sul dispacciamento e dal Codice di rete di Terna; d) la possibilità che l'impianto possa fornire il servizio per il quale è stato dichiarato essenziale da Terna, rispettando i vincoli previsti dal regime di reintegrazione ex delibera 111/06 e gli altri vincoli cui è soggetto l'impianto medesimo (es. derivanti dalla normativa ambientale).

A fine 2017 l'Autorità ha accolto le istanze di ammissione al regime di reintegrazione presentate da Enel Produzione per gli impianti Assemini⁴¹ e Portoferraio⁴², con riferimento all'anno 2018, e da Ottana Energia per l'impianto Ottana Biopower⁴³, rispetto al biennio 2018-2019. L'Autorità ha valutato positivamente tali istanze in ragione del maggior beneficio atteso per i consumatori nel prevedere che i menzionati impianti siano assoggettati al regime di reintegrazione piuttosto che stabilire che siano espunti dall'elenco degli impianti essenziali e, conseguentemente, liberati dai vincoli di offerta previsti dagli artt. 64 e 65 della delibera 111/06.

⁴⁰ Delibera 28 giugno 2017, 491/2017/R/eel.

⁴¹ Delibera 27 dicembre 2017, 910/2017/R/eel.

⁴² Delibera 27 dicembre 2017, 911/2017/R/eel.

⁴³ Delibere 27 dicembre 2017, 912/2017/R/eel.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico: regime ordinario e regime di reintegrazione per gli anni 2017 e 2018

L'Autorità ha definito⁴⁴ la regolazione attinente al regime ordinario e al regime di reintegrazione dei costi per gli anni 2017 – limitatamente agli impianti Rosen 132kV e Brindisi Sud – e 2018. Il regime ordinario prevede che l'utente del dispacciamento riceva, per ciascuna unità di produzione, un corrispettivo pari, in ciascuna ora, all'eventuale differenza positiva tra il costo variabile ammesso dall'Autorità e il prezzo del mercato del giorno prima. Il corrispettivo per un impianto essenziale in regime di reintegrazione è invece pari alla differenza tra i costi di produzione ammessi in relazione all'impianto considerato e i ricavi dallo stesso conseguiti dal momento dell'inserimento nell'elenco degli impianti essenziali al termine di validità dell'elenco medesimo.

In dettaglio, sono stati definiti i parametri tecnico-economici rilevanti per la determinazione del costo variabile riconosciuto dell'impianto Rosen 132kV, per l'anno 2017⁴⁵. A tale scopo, Terna ha formulato una proposta che considera il fatto che il menzionato impianto genera flussi energetici ulteriori rispetto all'energia elettrica immessa nella rete di trasmissione nazionale e il titolare dell'impianto – Rosen Rosignano Energia - ha richiesto alcuni adattamenti, al fine di tenere conto delle peculiarità tecniche dello stesso. L'Autorità ha accolto le istanze di Rosen Rosignano Energia per quanto attiene agli standard di rendimento e di emissione, mentre le ha rigettate rispetto allo standard di smaltimento, per carenza di elementi giustificativi.

Nel corso dell'anno 2017, Enel Produzione si è avvalsa della facoltà di richiedere cambiamenti ai parametri per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle unità dell'impianto Brindisi Sud, motivando la scelta con l'esigenza di adattare i processi operativi a quanto prescritto in data 28 settembre 2017 dall'Autorità giudiziaria rispetto al medesimo impianto. L'istanza di Enel Produzione è stata accolta⁴⁶, definendo congiuntamente la decorrenza dell'efficacia delle modifiche dei parametri ai fini della reintegrazione e della formulazione delle offerte.

L'Autorità ha approvato⁴⁷ le proposte di Terna in merito agli standard delle categorie tecnologia-combustibile delle unità di produzione termoelettriche e alle percentuali standard per la valorizzazione degli sbilanciamenti, per l'anno 2018. Con riferimento al regime di reintegrazione dei costi, inoltre, l'Autorità ha confermato, per l'anno 2018, il tasso di remunerazione del capitale valido per l'anno 2017, compensando l'incremento derivante dall'aumento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio con una corrispondente riduzione volta a riflettere l'accelerazione nel riconoscimento degli acconti del corrispettivo di reintegrazione⁴⁸.

I parametri per il calcolo del costo variabile riconosciuto degli impianti indicati nell'elenco degli impianti essenziali per l'anno 2018 sono stati approvati a novembre 2017⁴⁹ (impianti Assemini, Brindisi Sud, Fumesanto, Montemartini, Ottana Biopower, Porcari, Porto Empedocle, Portoferraio, Rosen 132kV e San Filippo del Mela) e dicembre 2017⁵⁰ (impianto Centrale elettrica di Capri).

⁴⁴ Delibere 20 aprile 2017, 274/2017/R/eel, 28 giugno 2017, 491/2017/R/eel, 17 ottobre 2017, 688/2017/R/eel, 19 ottobre 2017, 696/2017/R/eel, 30 novembre 2017, 799/2017/R/eel, 27 dicembre 2017, 913/2017/R/eel,.

⁴⁵ Delibera 274/2017/R/eel.

⁴⁶ Delibera 688/2017/R/eel.

⁴⁷ Delibera 696/2017/R/eel.

⁴⁸ Delibera 491/2017/R/eel.

⁴⁹ Delibere 799/2017/R/eel.

⁵⁰ Delibera 913/2017/R/eel.

l'Autorità ha altresì approvato⁵¹, per l'anno 2018, le proposte di Terna sui parametri per l'individuazione dei volumi strettamente necessari a implementare i programmi sotto il profilo tecnico, come modificate – nel caso degli impianti Fiumesanto e San Filippo del Mela – dalle istanze avanzate, rispettivamente, da EP Produzione e A2A Energiefuture.

Nell'ambito del regime di reintegrazione, infine, l'Autorità ha integrato⁵² la metodologia di determinazione dei ricavi figurativi dovuti ad assenza di offerte non giustificata da indisponibilità, al fine di evitare che detti ricavi siano sovrastimati nel caso delle unità alimentate da più combustibili. In particolare, per questa fattispecie, è stato previsto di:

- confermare - in sede di determinazione del costo variabile convenzionale che il produttore avrebbe sostenuto per il funzionamento dell'unità nel caso in cui fosse stata offerta e accettata - l'applicazione della configurazione del costo variabile rilevante per la reintegrazione nel calcolo dei suddetti ricavi figurativi, in quanto, nel caso degli impianti alimentati da più di un combustibile, detta configurazione – a differenza di quella del costo variabile rilevante per la formulazione delle offerte – prevede che la ponderazione per il calcolo della componente combustibile sia basata su dati oggettivi (consumi effettivi invece che consumi attesi);
- effettuare – con riferimento alle ore in cui i consumi effettivi di tutti combustibili risultino nulli - la ponderazione del valore dei combustibili in funzione dei consumi effettivi registrati su base annua.

Impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico: regime alternativo

Il regime alternativo di essenzialità, che è caratterizzato da obblighi e remunerazione semplificati rispetto ai regimi tipici, prevede la stipula di un contratto, tra Terna e l'utente del dispacciamento titolare degli impianti essenziali, disciplinato dall'art. 65-*bis* della delibera 111/06.

L'Autorità ha definito⁵³ i parametri tecnico-economici rilevanti per l'applicazione del regime alternativo alla capacità di produzione essenziale, determinando, per ciascun utente del dispacciamento titolare della capacità stessa (CVA Trading, Enel Produzione, Eni e Isab), le quantità di potenza minima di impegno, il prezzo massimo a salire, il prezzo minimo a scendere e il corrispettivo fisso. Nell'individuazione delle quantità citate, alla luce dei fenomeni evidenziati nell'ambito dei procedimenti di valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica⁵⁴, sono state adottate ipotesi cautelative in merito alla programmazione attesa in esito ai mercati dell'energia degli impianti di produzione. I valori dei parametri economici (prezzi e corrispettivo fisso) sono stati fissati in funzione della struttura di costo standard di un impianto turbogas a ciclo aperto.

I parametri tecnico-economici per l'applicazione del regime alternativo di essenzialità sono stati aggiornati⁵⁵ per Enel Produzione, in quanto tale impresa, ai sensi della disciplina vigente, ha

⁵¹ Delibera 799/2017/R/eel.

⁵² Delibera 633/2017/R/eel.

⁵³ Delibera 696/2017/R/eel.

⁵⁴ Delibere 342/2016/E/eel e 459/2016/E/eel.

⁵⁵ Delibera 5 dicembre 2017, 842/2017/R/eel.

manifestato l'intenzione di aderire al regime alternativo soltanto per le quantità di potenza essenziale di una parte degli impianti o di raggruppamenti di impianti⁵⁶.

Infine, l'Autorità ha approvato⁵⁷ le proposte contrattuali avanzate da Terna in relazione agli utenti del dispacciamento che hanno aderito al regime alternativo per l'anno 2018 (CVA Trading, Enel Produzione, Eni e Isab).

Reti interne di utenza e sistemi semplici di produzione e consumo

Con il termine "reti elettriche", l'attuale quadro normativo intende tutti quei sistemi elettrici a configurazione complessa in cui coesistono una pluralità di clienti finali e/o di produttori di energia elettrica. In tutti questi sistemi il trasporto di energia elettrica per la consegna ai clienti finali si configura come attività di trasmissione e/o di distribuzione.

Nell'ambito delle reti elettriche si possono distinguere due sottoinsiemi: le reti pubbliche⁵⁸, gestite dai soggetti titolari di una concessione di trasmissione (Terna) o di distribuzione di energia elettrica, e i Sistemi di distribuzione chiusi (SDC), reti elettriche private, gestite da soggetti diversi da Terna e dalle imprese distributrici, che distribuiscono energia elettrica all'interno di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi in un luogo geograficamente limitato, al netto di particolari eccezioni espressamente previste dalla regolazione dell'Autorità, che non riforniscono clienti civili. A sua volta, l'insieme dei SDC si suddivide tra le Reti interne di utenza (RIU) definite dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, e censite dall'Autorità con propri provvedimenti e gli altri SDC, denominati come Altri sistemi di autoproduzione (ASDC).

Nel novembre 2015⁵⁹, con l'approvazione del Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) è stata definita la regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita per tali strutture.

Non rientrano tra le reti elettriche i sistemi semplici di produzione e consumo, che sono riconducibili ad un modello semplificato caratterizzato da un unico punto di connessione, da un unico produttore di energia elettrica e da un unico cliente finale.

La regolazione dei Sistemi semplici di produzione e consumo, di cui i Sistemi efficienti di utenza (SEU) e i Sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU) rappresentano i due principali sottoinsiemi, è stata definita nel 2013⁶⁰ dal relativo *Testo integrato dei Sistemi semplici di produzione e consumo* (TISSPC).

Nel corso del 2017 il TISDC e il TISSPC sono stati oggetto di aggiornamenti o integrazioni.

Il primo aggiornamento si basa sull'articolo 6, comma 9, del decreto legge 244/16 cd. "Milleproroghe 2016", secondo cui:

- a decorrere dall'1 gennaio 2017 non vi è più alcuna differenza, dal punto di vista dell'applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, tra le diverse tipologie di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC) realizzabili né tra le diverse tipologie di SDC consentite, per le quali le parti variabili delle componenti tariffarie a

⁵⁶ Come indicati nella delibera 696/2017/R/eel.

⁵⁷ Delibera 21 dicembre 2017, 891/2017/R/eel.

⁵⁸ L'insieme delle reti pubbliche si suddivide nelle reti utilizzate da Terna per l'erogazione del servizio di trasmissione e nelle reti di distribuzione.

⁵⁹ Delibera 12 novembre 2015, 539/2015/R/eel.

⁶⁰ Delibera 12 dicembre 2013, 578/2013/R/eel.

copertura degli oneri generali di sistema trovano applicazione solo all'energia elettrica prelevata da rete pubblica;

- anche in relazione ai periodi antecedenti all'1 gennaio 2017 le componenti tariffarie che avrebbero dovuto essere applicate all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica non sono più esigibili, con l'unica eccezione della componente tariffaria MCT⁶¹.

La formulazione dell'articolo 6, comma 9, del decreto legge 244/16, pur non modificando le numerose definizioni vigenti, ha consentito di introdurre numerose semplificazioni nel TISSPC, nel TISDC e negli altri provvedimenti ad essi correlati. In particolare, l'Autorità⁶²:

- ha rivisto il ruolo del Gestore dei servizi energetici (GSE), poiché, nel caso di configurazioni di nuova realizzazione, non è più necessario richiedere al medesimo le qualifiche di Sistema Efficiente di Utenza (SEU) e Sistema Esistente Equivalente ai Sistemi Efficienti di Utenza (SESEU) in quanto non comportano più benefici tariffari. Il nuovo ruolo del GSE è quello di supportare la razionalizzazione sistemica delle configurazioni già esistenti, di effettuare le verifiche a campione, in avvalimento, sui SSPC ivi inclusi quelli di nuova realizzazione e di coadiuvare l'Autorità nelle attività di definizione dei perimetri dei SDC;
- ha esteso agli Altri Sistemi di Distribuzione Chiusi (ASDC) la stessa procedura di identificazione già vigente per le RIU;
- ha stabilito il 28 febbraio 2018 come data ultima entro cui i cosiddetti clienti finali "nascosti" (cioè non già connessi alla rete pubblica né identificati come facenti parti di configurazioni rientranti tra SSPC e SDC) si possono auto-dichiarare evitando l'applicazione di sanzioni o penali. Tale data rappresentava quindi la conclusione del processo di razionalizzazione sistemica, finalizzato a inquadrare i clienti finali del sistema elettrico in una delle varie configurazioni consentite ovvero a identificarli come clienti della rete pubblica. La corretta identificazione dei clienti finali consente ai medesimi di accedere al libero mercato dell'energia elettrica, scegliendo la società di vendita che ritengono più opportuna, e di beneficiare dei diritti loro spettanti nonché della regolazione della qualità definita dall'Autorità. Il provvedimento ha previsto che non sarebbero stati applicati conguagli retroattivi ai clienti finali "nascosti" che si auto-dichiarassero entro il 28 febbraio 2018 (con l'unica eccezione dei clienti finali che si trovano in configurazioni private non ammesse dalla normativa vigente); e che, nel caso di clienti finali "nascosti" che non si fossero auto-dichiarati entro la data ultima allo scopo definita, oltre al recupero delle componenti tariffarie non versate dall'1 gennaio 2014, sarebbe stata applicata una penale forfetaria da erogare alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA).

Un secondo aggiornamento è stato effettuato nel dicembre 2017⁶³ poiché, durante il richiamato periodo di razionalizzazione (finalizzato a inquadrare i clienti finali del sistema elettrico in una delle varie configurazioni consentite ovvero a identificarli come clienti della rete pubblica), è emersa l'esigenza di modificare la definizione di unità di consumo⁶⁴ inizialmente prevista dal TISSPC e al

⁶¹ La componente tariffaria MCT continua a trovare applicazione all'energia elettrica consumata ma non prelevata dalla rete pubblica nel caso dei sistemi diversi dai SEU, SESEU-A e SESEU-B (esentati per effetto dell'articolo 4 del decreto legislativo 56/10) nonché diversi dai SESEU-D (originariamente classificati tra le RIU ed esentati per effetto dell'articolo 33, comma 6, della legge 99/09) e dalle RIU.

⁶² Delibera 20 aprile 2017, 276/2017/R/eel.

⁶³ Delibera 21 dicembre 2017, 894/2017/R/eel.

⁶⁴ Si ricorda che l'unità di consumo, a sua volta fondata sull'unità immobiliare e relativi aggregati, è lo strumento utilizzato ai fini della corretta identificazione dei clienti finali.

TISDC. Più in dettaglio, si è posta l'esigenza di evitare che le unità immobiliari urbane presenti nel medesimo sito in cui è realizzata l'attività principale (o "core business"), qualora messe a disposizione di soggetti terzi al fine di svolgere attività destinate a erogare beni o servizi di supporto all'attività principale (per effetto di processi di *outsourcing* finalizzati a introdurre efficienza nel processo "core business"), debbano essere necessariamente identificate come unità di consumo distinte da quella afferente alla medesima attività principale. Inoltre, si è anche resa necessaria l'esigenza di chiarire l'applicazione della definizione di unità di consumo in relazione a contesti residenziali (per quanto riguarda le cosiddette pertinenze, quali garage, solai ecc.).

L'Autorità ha quindi modificato la definizione di unità di consumo inizialmente contenuta nel TISSPC e nel TISDC, prevedendo che, di norma, l'unità di consumo coincida con la singola unità immobiliare e che sia possibile aggregare più unità immobiliari in un'unica unità di consumo nei seguenti casi:

- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona fisica o giuridica legate tra loro da vincolo di pertinenza (unità immobiliare principale e sue pertinenze) e che insistono sulla medesima particella catastale o su particelle contigue;
- unità immobiliari pertinenziali (solai, garage, cantine ecc.), anche nella disponibilità di diverse persone fisiche o giuridiche, facenti parte di un unico condominio. Il predetto insieme di unità immobiliari pertinenziali può a sua volta essere inglobato nell'unità di consumo relativa alle utenze condominiali;
- unità immobiliari nella piena disponibilità della medesima persona giuridica, eventualmente da quest'ultima messe a disposizione di soggetti terzi, localizzate su particelle catastali contigue, all'interno di un unico sito e utilizzate per attività produttive di beni e/o servizi destinate prevalentemente alla realizzazione, in quello stesso sito, di un unico prodotto finale e/o servizio.

In tutti i casi in cui l'unità di consumo (indipendentemente dal fatto che essa coincida con l'unità immobiliare o con un insieme di unità immobiliari ove consentito) ingloba soggetti diversi, viene identificato comunque un solo cliente finale "elettrico". Questo fornisce servizi, non energia elettrica, ai soggetti inclusi nella medesima unità di consumo: non si può quindi configurare una attività di vendita di energia elettrica e non vi deve essere una fatturazione avente a oggetto la somministrazione di energia elettrica all'interno delle unità di consumo.

Infine, è stata posticipata dal 28 febbraio 2018 al 30 giugno 2018 la data entro cui i clienti finali "nascosti" sono tenuti ad auto-dichiararsi richiedendo la connessione al gestore di rete territorialmente competente ovvero richiedendo all'Autorità l'identificazione di un ASDC ai sensi del TISDC (in quest'ultimo caso, per il tramite del soggetto che gestirà l'ASDC).

Un terzo aggiornamento è stato effettuato nello stesso mese di dicembre 2017⁶⁵ al fine di definire il criterio di calcolo delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali da applicare ai punti di connessione con la rete pubblica nel caso di SDC e di SSPC che includano sia imprese a forte consumo di energia sia altri clienti finali.

Tempi di connessione alle reti

Il *Testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura (TIQE)*⁶⁶ attualmente in vigore per il periodo di regolazione 2016-2023, fissa standard specifici per le

⁶⁵ Delibera 28 dicembre 2017, 921/2017/R/eel.

⁶⁶ Approvato con la delibera 22 dicembre 2015, 646/2015/R/eel.

connessioni con le reti di distribuzione dell'energia elettrica in MT e BT. In particolare, la disciplina prevede:

- un tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT pari a 20 giorni lavorativi e sulla rete MT pari a 40 giorni lavorativi;
- un tempo massimo di esecuzione di lavori semplici pari a 15 giorni lavorativi per la rete BT e 30 giorni lavorativi per la rete MT;
- un tempo massimo di attivazione della fornitura pari a 5 giorni lavorativi;
- un tempo massimo di disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale pari a 5 giorni lavorativi per la rete BT e 7 giorni lavorativi per la rete MT;
- un tempo massimo di riattivazione della fornitura in seguito a sospensione per morosità pari a 1 giorno feriale.

Di seguito sono riportati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. Le "connessioni attive" 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 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 clienti⁶⁷. 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 2017 Terna ha ricevuto 90 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,4 GWe, a fronte di tali richieste, ha messo a disposizione 50 preventivi⁶⁸, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,2 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo (al netto delle interruzioni consentite) pari a 39 giorni lavorativi. Nel 2017, infine, sono stati accettati 28 preventivi di quelli messi a disposizione, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,4 GW. Per due di questi, corrispondenti a 40 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD), che sono state rilasciate e accettate in entrambi i casi. Per una di esse, relativa a una potenza di 13 MW, la connessione risulta realizzata alla data del 31 dicembre 2017.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, nel 2017 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 56.100 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 circa 1,4 GW, e, in relazione a esse, nello stesso anno hanno messo a disposizione circa 51.400 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:

⁶⁷ Tutte le imprese distributrici con più di 100.000 clienti (AcegasApsAmga, Areti, Deval, E-distribuzione, Edyna, Inrete, Ireti, Megareti, Set Distribuzione e Unareti), alla data del 20 aprile 2018 hanno inviato all'Autorità le informazioni, per l'anno 2017, relative alle connessioni degli impianti di produzione di energia elettrica.

⁶⁸ Sono esclusi i preventivi emessi a fronte di richieste presentate in anni diversi dal 2017.

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

Circa 47.600 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 0,8 GW. Inoltre nel 2017, in relazione alle richieste pervenute nel medesimo anno, sono state realizzate circa 34.200 connessioni, corrispondenti a circa 300 MW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 10 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici⁶⁹,
- 44 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi⁷⁰,

mentre i tempi medi per l'attivazione delle connessioni, al netto delle interruzioni consentite, sono risultati pari a 8 giorni lavorativi.

Nell'anno 2017 l'unica impresa distributrice 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 14 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di circa 230 MW; sempre E-distribuzione nello stesso anno ha messo a disposizione 7 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 146 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 31 giorni lavorativi.

Tra i preventivi messi a disposizione, 6 di essi, corrispondenti a una potenza di poco meno di 100 MW, sono stati accettati nell'anno 2017; per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD. Pertanto, nel 2017 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 2017 (Tavola 3.1), sulla base di stime preliminari, i dati raccolti mostrano che sono state effettuate poco più di 245.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Il tempo medio per allacciare i clienti è risultato pari a 9 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 6,8 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a 17,3 giorni lavorativi è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione. Rispetto al 2016 i dati evidenziano un minor numero di richieste (lo scorso anno furono 262.206, cioè il 6,4% in più) e, al contempo, un lieve incremento pure dei tempi di allacciamento.

Poiché nel 2016 per ottenere una connessione passiva sulla rete in bassa o in media tensione risultavano necessari mediamente 8,5 giorni lavorativi, quest'anno si registra un incremento di 0,5 giorni lavorativi, il 5,4% di tempo in più. 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, 1.845 connessioni nel corso dell'anno. Se escludiamo dal calcolo gli operatori che non hanno effettuato nemmeno una connessione (56 soggetti), risulta

⁶⁹ 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.

⁷⁰ 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.

che il numero di connessioni mediamente effettuate da ciascun distributore nell'anno è pari a 3.187.

Nel 2017 Terna ha connesso in alta e altissima tensione tre nuovi clienti passivi. 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 423 giorni lavorativi comprensivi dei tempi amministrativi per la gestione della pratica; quello per gli adempimenti a carico del cliente finale è stato di 631 giorni lavorativi.

Tavola 3.1 Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2017

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI		TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(A)	
	2016	2017	2016	2017
Bassa tensione	260.991	244.094	6,7	6,8
Media tensione	1.215	1.274	14,6	17,3
TOTALE	262.206	245.368	8,5	9,0

(A) Valore calcolato senza tenere conto di chi non ha 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.

Innovazioni relative al servizio di connessione degli impianti di produzione di energia elettrica

A seguito dell'approvazione dei tre regolamenti europei RfG, DCC e HVDC⁷¹ recanti requisiti per la connessione alle reti elettriche (generatori di energia elettrica, impianti di consumo, sistemi in corrente continua ad alta tensione e parchi di generazione connessi in corrente continua), l'Autorità ha avviato⁷² un procedimento finalizzato alla loro integrazione nella regolazione vigente in Italia.

Nell'ambito di tale procedimento, in primo luogo l'Autorità ha definito⁷³ i criteri per la concessione delle deroghe ai requisiti previsti dai predetti regolamenti europei. Più in dettaglio, è stato previsto che, ai fini dell'analisi delle richieste di deroghe:

- il gestore alla cui rete sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali si richiede la deroga, anche coadiuvato dai gestori di rete limitrofi (ivi incluso il TSO), valuti l'impatto dell'eventuale deroga sulla sicurezza e sulla qualità del servizio relative alla rete elettrica alla

⁷¹ Il regolamento (UE) 2016/631 della Commissione europea del 14 aprile 2016 istituisce un codice di rete recante i requisiti per la connessione dei generatori di energia elettrica (regolamento RfG - *Requirements for Generators*).

Il regolamento (UE) 2016/1388 della Commissione europea del 17 agosto 2016 istituisce un codice di rete recante i requisiti per la connessione degli impianti di consumo connessi al sistema di trasmissione, degli impianti di distribuzione connessi al sistema di trasmissione, dei sistemi di distribuzione, compresi i sistemi di distribuzione chiusi e delle unità di consumo utilizzate per fornire servizi di gestione della domanda (regolamento DCC - *Demand Connection Code*).

Il regolamento (UE) 2016/1447 della Commissione europea del 26 agosto 2016 istituisce un codice di rete recante i requisiti per la connessione dei sistemi in corrente continua ad alta tensione (HVDC) e dei parchi di generazione connessi in corrente continua (regolamento HVDC - *High-Voltage Direct Current*).

⁷² Delibera 16 febbraio 2017, 67/2017/R/eel.

⁷³ Delibera 20 aprile 2017, 273/2017/R/eel, che ha fatto seguito al documento per la consultazione 16 febbraio 2017, 68/2017/R/eel.

quale sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali si richiede la deroga, tenendo altresì conto di eventuali rischi legati alla sicurezza della produzione industriale, in particolare con riferimento agli impianti industriali a rischio di incidente rilevante;

- il TSO valuti, congiuntamente con quanto precedentemente descritto ovvero successivamente alle valutazioni – se positive – precedentemente descritte in capo a un gestore di rete diverso dal medesimo TSO, l’impatto dell’eventuale deroga sulla sicurezza del sistema elettrico nazionale, nonché gli eventuali impatti che la deroga richiesta avrebbe sugli scambi transfrontalieri;
- l’Autorità, tenendo conto dei contributi dei TSO/DSO, valuti l’analisi costi-benefici resa disponibile dal soggetto richiedente, nel rispetto di quanto previsto dai regolamenti RfG, DCC e HVDC;
- l’Autorità, tenendo conto dei contributi dei TSO/DSO, valuti le attività che il soggetto richiedente intende porre in essere per superare la necessità di una deroga, le tempistiche necessarie e i relativi costi, nonché le eventuali ulteriori azioni che potrebbero essere intraprese al fine di mitigare le eventuali criticità derivanti dalla deroga.

Affinché la deroga possa essere concessa dall’Autorità, occorre dimostrare in particolare che:

- non vi siano rischi per la sicurezza del sistema elettrico nazionale;
- non vi siano rischi per la sicurezza della rete elettrica alla quale sono o saranno connessi gli impianti e/o i sistemi per i quali sia stata richiesta la deroga e vi siano impatti trascurabili sulla qualità del servizio, né vi siano criticità per impianti industriali a rischio di incidente rilevante;
- non vi siano rischi per la sicurezza degli scambi transfrontalieri;
- l’analisi costi-benefici evidenzi che i requisiti previsti dai regolamenti, qualora applicati, comportino costi superiori ai benefici;
- il soggetto richiedente dimostri di porre in essere tutte le azioni nella propria disponibilità al fine di superare la necessità di una deroga e mitigarne le eventuali criticità (purché queste ultime siano ritenute accettabili ai sensi delle lettere precedenti).

La medesima delibera 273/2017/R/eel, prevede, inoltre:

- che non possono essere concesse deroghe qualora vi siano già state richieste precedenti, formulate in ambito nazionale e in un contesto confrontabile, per le quali ci sia già stato un esito negativo;
- la possibilità di integrare ulteriormente i criteri per la concessione delle deroghe, anche con elementi più puntuali, a seguito della completa implementazione dei regolamenti europei;

In secondo luogo, l’Autorità⁷⁴ ha classificato come tecnologia emergente⁷⁵, ai sensi del regolamento RfG, i gruppi di generazione venduti dalle società Baxi, ÖkoFEN e SenerTec per i quali

⁷⁴ Delibera 27 luglio 2017, 554/2017/R/eel.

⁷⁵ Ai sensi dell’articolo 66, paragrafo 2, del regolamento RfG, una tipologia di gruppo di generazione è ammessa tra le tecnologie emergenti a condizione che siano verificate tutte le seguenti condizioni:

- sia di tipo A (gruppo di generazione connesso ad un livello di tensione inferiore a 110 kV e con potenza di almeno 0,8 kW e al massimo pari a 1 MW);
- si avvalga di una tecnologia disponibile in commercio;
- le vendite cumulate di tale tecnologia all’interno di un’area sincrona al momento della domanda di classificazione tra le tecnologie emergenti non superino il 25% del massimo livello di capacità massima cumulativa (ai sensi dell’articolo 67, paragrafo 1, del regolamento RfG, il livello massimo di capacità massima cumulativa dei gruppi di generazione classificati tra le

le medesime società hanno presentato richieste di deroga all'Autorità⁷⁶. La classificazione tra le tecnologie emergenti, come previsto dal regolamento RfG, comporta la deroga totale alle disposizioni del medesimo regolamento RfG: i gruppi di generazione rientranti tra di esse, pertanto, possono essere connessi alle reti elettriche senza alcun obbligo di rispetto dei requisiti per la connessione previsti dal regolamento europeo. Inoltre, la delibera 554/2017/R/eel, dando attuazione al regolamento RfG, ha previsto che le società Baxi, ÖkoFEN e SenerTec presentino all'Autorità, con cadenza bimestrale, un aggiornamento delle vendite dei gruppi di generazione classificati tra le tecnologie emergenti in Italia, nonché un aggiornamento sulle vendite dei medesimi gruppi di generazione nell'area sincrona Europa continentale. Qualora la capacità massima cumulativa di tutti i gruppi di generazione venduti in Italia e classificati tra le tecnologie emergenti superi il limite previsto dall'articolo 67 del regolamento RfG (pari a 41,7 MW), tutte le classificazioni tra le tecnologie emergenti vengono ritirate dall'Autorità.

Con riferimento al servizio di connessione alle reti elettriche degli impianti di produzione regolato con il Testo Integrato Connessioni Attive (TICA), l'Autorità:

- ha dato attuazione⁷⁷ al decreto del Ministro dello sviluppo economico 16 marzo 2017, recante *“Approvazione dei modelli unici per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di impianti di microgenerazione ad alto rendimento e di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili”*, semplificando le condizioni tecniche ed economiche per la connessione di impianti di microgenerazione ad alto rendimento ovvero di impianti di microgenerazione alimentati da fonti rinnovabili, eventualmente dotati di sistemi di accumulo, aventi tutte le seguenti caratteristiche:
 - realizzati presso clienti finali già dotati di punti di prelievo attivi in bassa o media tensione;
 - aventi potenza non superiore a quella già disponibile in prelievo;
 - alimentati a biomassa, biogas, bioliquidi ovvero a gas metano o GPL;
 - per i quali sia contestualmente richiesto l'accesso al regime dello scambio sul posto;
 - ove ricadenti nell'ambito di applicazione del Codice dei beni e delle attività culturali secondo quanto previsto dal decreto legislativo 42/04, non determinino alterazione dello stato dei luoghi e dell'aspetto esteriore degli edifici;
 - aventi capacità di generazione inferiore a 50 kWe.Inoltre, è stato previsto che le semplificazioni introdotte nella Variante V1 alla Norma CEI 0-21, in merito ai requisiti tecnici per la connessione degli impianti di produzione di potenza inferiore a 800 W⁷⁸, trovino applicazione dal 4 agosto 2017 (data di entrata in vigore della medesima);
- ha avviato un procedimento⁷⁹ finalizzato alla revisione delle modalità di determinazione del corrispettivo a copertura degli oneri di collaudo di impianti di rete, realizzati in proprio dai

tecnologie emergenti in un'area sincrona è pari allo 0,1% del carico massimo annuale nell'anno 2014 nella medesima area sincrona).

⁷⁶ Con la medesima delibera 554/2017/R/eel erano stati classificati come tecnologie emergenti anche i gruppi di generazione della società Viessmann, ma, a seguito della successiva richiesta presentata dalla medesima società, i predetti gruppi di generazione sono stati esclusi, con la delibera 845/2017/R/eel, dall'elenco delle tipologie di gruppi di generazione classificate come tecnologie emergenti.

⁷⁷ Delibera 3 agosto 2017, 581/2017/R/eel.

⁷⁸ La soglia prevista del regolamento RfG al di sotto della quale non trova applicazione obbligatoria nemmeno il medesimo regolamento europeo.

⁷⁹ Delibera 1 marzo 2018, 105/2018/R/eel.

richiedenti, per la connessione di impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione di media e alta tensione, previa puntualizzazione del perimetro delle attività i cui costi vengono mediamente coperti per il suo tramite.

Regolamentazione della qualità tecnica dei servizi

Continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica

In materia di continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, nel 2017 è proseguita l'azione dell'Autorità finalizzata a promuovere l'incremento della resilienza delle reti elettriche, al fine di aumentare le possibilità di fronteggiare eventi meteorologici severi ed estesi. La resilienza delle reti elettriche è rappresentabile attraverso due caratteristiche tra loro complementari: la capacità del sistema elettrico di resistere alle sollecitazioni meccaniche, strettamente dipendente dai limiti di progetto e dal tipo di avversità meteorologica (cosiddetta tenuta alle sollecitazioni), e la capacità del sistema elettrico di riportarsi, dopo l'accadimento delle interruzioni, in uno stato di funzionamento accettabile, anche con interventi provvisori (cosiddetto ripristino). Il Tavolo Resilienza, istituito nel 2016 e coordinato dagli Uffici dell'Autorità, ha ulteriormente approfondito le metodologie applicabili dagli operatori di rete mirate a individuare le parti più a rischio delle reti elettriche, in relazione ai diversi fenomeni meteorologici avversi, quali i manicotti di ghiaccio sulle linee aeree in conduttori nudi, la caduta di alberi ad alto fusto, siti al di fuori della fascia di rispetto, sulle linee aeree a causa del peso eccessivo della neve, gli allagamenti e le inondazioni per precipitazioni intense nelle cabine di trasformazione della rete interrata, etc (cosiddetti fattori di rischio). Da inizio 2018, nell'ambito del Tavolo Resilienza, sono stati costituiti alcuni sottogruppi di lavoro, coordinati dagli operatori, per le analisi dei diversi fattori di rischio.

Nel marzo 2017⁸⁰ sono state introdotte nuove disposizioni per gli operatori di rete, in vigore dall'1 ottobre 2017, aventi l'obiettivo di accelerare il ripristino del servizio di distribuzione dell'energia elettrica nei casi di emergenza dovuti a fenomeni meteorologici avversi. In particolare:

- è stato sancito il principio per cui la responsabilità delle interruzioni di lunga durata, seppur innescate da cause di forza maggiore, diventa a carico degli operatori di rete dopo 72 ore dall'inizio dell'interruzione;
- sono stati previsti indennizzi automatici per i consumatori sino al decimo giorno di interruzione, triplicando l'ammontare massimo vigente in precedenza.

Nella prima parte del 2017 Terna e i principali distributori hanno elaborato e trasmesso all'Autorità una versione preliminare dei Piani di lavoro finalizzati all'individuazione delle parti più deboli della rete di distribuzione, in applicazione delle Linee guida approvate nel marzo 2017⁸¹. L'esame di tali Piani ha consentito all'Autorità di svolgere una consultazione⁸² nella quale sono stati esposti gli orientamenti in tema di:

⁸⁰ Delibera 9 marzo 2017, 127/2017/R/eel.

⁸¹ Determina della Direzione Infrastrutture del 7 marzo 2017, n. 2/2017.

⁸² Documento per la consultazione 21 settembre 2017, 645/2017/R/eel.

- incentivazione reputazionale, volta a stimolare la fase di pianificazione e pubblicazione degli interventi di incremento della resilienza delle reti elettriche e, rispetto alle imprese distributrici di maggiori dimensioni, a sollecitare un graduale passaggio dagli attuali Piani di sviluppo a Piani Integrati di Distribuzione;
- incentivazione economica, per favorire l'incremento della tenuta delle reti alle sollecitazioni causate da fenomeni meteorologici avversi e per migliorare l'efficacia del ripristino della fornitura in seguito a disalimentazioni causate da fenomeni meteorologici avversi.

Nuovo meccanismo di regolazione output-based dei servizi di distribuzione dell'energia elettrica: le interruzioni programmate

L'Autorità ha introdotto⁸³ nuove norme in materia di regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso del servizio di distribuzione dell'energia elettrica.

Le imprese distributrici individuano gli ambiti territoriali partecipanti.

A settembre 2017⁸⁴ sono stati pubblicati i livelli di partenza e i livelli obiettivo, per il periodo 2017-2019, per gli ambiti territoriali ammessi al meccanismo sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso.

Qualità e output del servizio di trasmissione dell'energia elettrica

Nel dicembre 2015⁸⁵ è stato approvato il *Testo integrato della regolazione output-based del servizio di trasmissione dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023* (TIQ.TRA) che promuove il miglioramento della continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica tramite un meccanismo di premi e penalità riferito all'indicatore di energia non servita, calcolato su base nazionale.

Nel dicembre 2017⁸⁶:

- è stato modificato il TIQ.TRA, prevedendo che gli obblighi di pubblicazione da parte di Terna dei valori minimo e massimo della tensione efficace attesa e della tensione effettiva si riferiscano alle imprese distributrici (cabine primarie) ed ai clienti finali AAT o AT connessi alla rete rilevante;
- sono stati aggiornati i requisiti minimi⁸⁷ per la predisposizione del piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale e per le relative analisi dei costi e dei benefici;
- è stata modificata la disciplina⁸⁸ relativa al documento di descrizione degli scenari del piano decennale di sviluppo che è stato pubblicato da Terna per la prima volta a fine gennaio 2018⁸⁹;
- con riferimento al Codice di rete di Terna, sono stati verificati positivamente:
 - il capitolo 11, riguardante la qualità del servizio di trasmissione;

⁸³ Delibera 6 ottobre 2016, 549/2016/R/eel.

⁸⁴ Deliberazione 7 settembre 2017, 612/2017/R/eel.

⁸⁵ Delibera 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel.

⁸⁶ Delibera 14 dicembre 2017, 856/2017/R/eel.

⁸⁷ Contenuti nell'allegato A alla delibera 627/2016/R/eel.

⁸⁸ Contenuta nella delibera 9 giugno 2006, 111/06.

⁸⁹ Secondo quanto previsto dalle delibere 627/2016/R/eel e 28 settembre 2017, 654/2017/R/eel.

- il capitolo 2 e l'allegato A.74, riguardante gli aspetti di dettaglio della nuova metodologia di analisi costi benefici. Tale allegato riflette le disposizioni della disciplina introdotta nel novembre 2016⁹⁰, che prevede due specifici indicatori relativi alla variazione di resilienza del sistema elettrico che vengono valutati e quantificati da Terna come differenziale "con" e "senza" un intervento di sviluppo della rete di trasmissione.

L'Autorità ha delineato la transizione dalla regolazione *input-based*, adottata fino al quarto periodo di regolazione (2012-2015), a una regolazione maggiormente focalizzata su *output* ulteriori rispetto alla regolazione dell'affidabilità del servizio di trasmissione, già avviata nei precedenti periodi regolatori.

Per l'attuale semiperiodo di regolazione (2016-2019), l'Autorità ha perciò previsto⁹¹:

- una regolazione incentivante transitoria *input-based* ai sensi dell'articolo 20 del Testo Integrato Trasporto (TIT) e una regolazione incentivante l'efficienza degli investimenti ai sensi dell'articolo 21 del TIT;
- la progressiva definizione di nuovi strumenti di regolazione incentivante focalizzati sugli output, che ha trovato attuazione nei mesi successivi.

In merito a quest'ultimo punto, l'Autorità ha svolto una consultazione nell'estate 2017⁹² e successivamente adottato due provvedimenti⁹³, trattando complessivamente cinque aspetti:

- incentivi di breve termine ad alcuni strumenti propedeutici necessari alla definizione e misurazione dell'utilità per il sistema (applicazione di "CBA 2.0" e definizione di Capacità obiettivo) e alla regolazione incentivante *output-based*;
- incentivo per il gestore del sistema di trasmissione a ottenere contributi *Connecting Europe Facility* per il finanziamento degli interventi di sviluppo;
- adattamenti per i meccanismi incentivanti relativi ai progetti infrastrutturali con rischi elevati;
- incentivi alla realizzazione di capacità di trasporto addizionale tra zone e alle frontiere;
- orientamenti iniziali per incentivi all'efficienza nel servizio di dispacciamento, che sono successivamente evoluti in incentivi alla realizzazione di capacità di trasporto per sviluppi di rete diversi da quelli "interzonal" del punto precedente.

Relativamente agli strumenti propedeutici alla regolazione *output-based*, Terna ha titolo a ricevere un premio annuale nella misura massima di 1,5 milioni di euro all'anno per ciascun anno dal 2017 al 2019, nel caso le attività disposte dall'Autorità al comma 39.1 del TIQ.TRA siano effettuate con la dovuta qualità e nel rispetto delle tempistiche previste. Nella definizione del meccanismo premiante, l'Autorità ha inoltre definito criteri generali di qualità e l'effettuazione di verifiche esterne indipendenti, con due modalità: i) "*model-based*", cioè con incarichi a una società con utilizzo di modelli di mercato e di rete per la possibile replica delle simulazioni svolte da Terna e ii) "*expert-based*", cioè con incarichi ad alcuni esperti individuali o società/enti che fornirebbero una valutazione sulla base dell'esperienza e delle evidenze emerse dagli esiti dei mercati e dell'esercizio del sistema elettrico e dalle simulazioni sul comportamento atteso, senza necessariamente utilizzare tutti i *tool* di simulazione di mercato e di rete.

⁹⁰ Delibera 4 novembre 2016, 627/2016/R/eel.

⁹¹ Deliberazioni 23 dicembre 2015, 653/2015/R/eel e 654/2015/R/eel.

⁹² Documento per la consultazione 20 luglio 2017, 542/2017/R/eel.

⁹³ Deliberazioni (21 dicembre 2017, 884/2017/R/eel, e 8 marzo 2018, 129/2018/R/eel.

Relativamente all'incentivo a ottenere contributi *Connecting Europe Facility* a riduzione degli impatti tariffari per gli utenti della rete, Terna ha titolo a ricevere, per il 2018 e per il 2019, un'integrazione del costo riconosciuto in caso di ottenimento di contributi al finanziamento degli interventi di trasmissione. L'integrazione è commisurata al contributo *Connecting Europe Facility* ricevuto e, da un lato, è limitata a un valore massimo e, dall'altro, richiede che il contributo superi una soglia iniziale (30 milioni di Euro) sotto la quale l'incentivo non è applicabile.

Relativamente ai meccanismi incentivanti riguardo i progetti infrastrutturali con rischi elevati, l'Autorità ha disposto un percorso semplificato di preparazione, consultazione e analisi delle istanze applicabile ai progetti di trasmissione con durata di costruzione superiore a 3 anni e con un rapporto benefici / costi superiori a 1,5, qualora Terna si limiti a richiedere la remunerazione delle immobilizzazioni in corso a un tasso di remunerazione determinato nell'ipotesi di 80% capitale di debito e 20% capitale proprio.

Relativamente ai meccanismi incentivanti la realizzazione di capacità di trasporto addizionale tra zone e alle frontiere, l'Autorità ha previsto che Terna, nel periodo 2019 - 2023, abbia titolo a ricevere un premio in caso di realizzazione di capacità di trasporto addizionale rispetto alla capacità dell'anno precedente, per le sezioni tra zone della rete rilevante e alle sezioni di rete con i sistemi elettrici confinanti. I premi sono determinati limitatamente alla "capacità di trasporto obiettivo" per ciascuna sezione di rete e in proporzione alla capacità effettivamente realizzata e messa a disposizione del mercato. I premi sono valorizzati in parte come percentuale delle congestioni effettivamente registrate negli anni 2016 e 2017 e in parte come percentuale del beneficio annuale atteso nel mercato del giorno prima. I premi complessivi sono limitati alla misura massima di 150 milioni di Euro nel periodo quinquennale 2019-2023.

Relativamente ai meccanismi incentivanti la realizzazione di ulteriore capacità di trasporto (sviluppi di rete finalizzati alla risoluzione delle congestioni all'interno delle zone, dei vincoli di rete per regolazione di tensione e delle condizioni di essenzialità), l'Autorità ha previsto che per la valorizzazione dei relativi premi siano valutati gli output da essi derivanti tenendo conto dei benefici netti attesi⁹⁴ e della variazione, in riduzione, dei costi di dispacciamento imputabile a tali interventi.

Misure di salvaguardia del sistema elettrico

Circa le misure di salvaguardia del sistema elettrico si rimanda a quanto indicato nel paragrafo relativo alla sicurezza e all'affidabilità delle reti.

3.1.3 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti

Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura

Come già riportato nelle precedenti edizioni del *Annual Report*, l'Autorità nel 2015 ha definito⁹⁵ la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2016-2023, approvando, oltre al Testo integrato delle disposizioni per

⁹⁴ Determinati ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione 627/2016/R/eel.

⁹⁵ Delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT – Allegato A) anche il Testo integrato misura elettrica (TIME) e il Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC – Allegato C), con efficacia dall'1 gennaio 2016.

La durata del periodo regolatorio è stata articolata in due sotto periodi, ciascuno di durata quadriennale (NPR1: 2016-2019 e NPR2: 2020-2023). Con riferimento all'NPR1, è prevista la definizione di schemi di regolazione incentivante per il riconoscimento dei costi operativi e di schemi di regolazione del tipo *rate-of-return* per i costi di capitale, in sostanziale continuità metodologica con i criteri adottati nel precedente periodo di regolazione. Inoltre il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato fissato pari a:

- 1,0% per il servizio di trasmissione;
- 1,9% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio);
- 1,0% per il servizio di misura.

Relativamente all'NPR2, è prevista invece l'adozione, in via evolutiva, di un approccio in chiave di controllo complessivo della spesa (approccio c.d. *totex*).

I primi orientamenti in materia di *totex* sono stati esposti⁹⁶ dall'Autorità nell'ottobre 2017. In particolare sono state espone le prime ipotesi per l'introduzione di un nuovo approccio di regolazione incentivante basato sul controllo complessivo della spesa e sulla valutazione di *business plan* proposti dagli operatori di rete in relazione alla domanda prevista, alle esigenze di sviluppo del sistema e agli *output* attesi in relazione ai servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico. Sono state inoltre prospettate considerazioni sulle finalità connesse all'introduzione di tali modelli e sono state descritte le principali caratteristiche di tale approccio, orientato a una più marcata integrazione tra la regolazione tariffaria, la regolazione della continuità e qualità del servizio e il supporto dell'innovazione, secondo le seguenti logiche *output based*:

- focalizzazione sulla spesa totale, con il superamento dell'attuale regime che considera separatamente i costi operativi e gli investimenti;
- orientamento *forward-looking*;
- applicazione di menu di regolazione.

L'Autorità, nella prospettiva di rendere coerenti gli incentivi forniti dalla regolazione tariffaria con gli obiettivi maggiore selettività negli investimenti seguendo l'esempio delle *best practice* regolatorie internazionali, ha tratteggiato un piano di attività che si sviluppa in un orizzonte pluriennale, prevedendo specifiche fasi di ricognizione, consultazione e la creazione di gruppi di lavoro *ad hoc*. Nel dettaglio, le principali aree di approfondimento tematico propedeutiche allo sviluppo di un approccio *totex* sono le seguenti:

- *business plan*: le imprese sottopongono ai regolatori i propri *business plan*, nei quali sono tenute a spiegare al regolatore le loro valutazioni sulla domanda del servizio da esse fornito, sulla base delle quali vengono formulate le scelte di investimento, precisati gli obiettivi perseguiti e dimostrato di adottare le soluzioni più efficienti per raggiungere tali obiettivi. Tali attività sono integrate dal processo di discussione pubblica, in cui le imprese acquisiscono il punto di vista degli stakeholder mediante sessioni pubbliche di discussione dei piani;

⁹⁶ Documento per la consultazione 683/2017/R/eel.

- *cost assessment*: il regolatore sviluppa strumenti di analisi volti a verificare criticamente le previsioni di spesa formulate dalle imprese, con stima di una baseline di costo;
- *incentivi*: il regolatore combina incentivi all'efficienza, alla qualità del servizio, al fine di orientare il comportamento delle imprese;
- *gestione delle incertezze e controllo dell'avanzamento*: il regolatore deve sviluppare un sistema di controllo delle performance, fisiche ed economiche.

Nel documento di consultazione sono stati infine individuati i primi elementi e le tempistiche per il piano di attività, indicando per ciascuna fase di sviluppo del piano gli obiettivi, gli strumenti e i principali output.

La prima fase di sviluppo del piano ha come obiettivo di allineare aspettative e conoscenze di operatori e *stakeholder* rispetto ai contenuti della riforma. A questa segue una fase di data *gap analysis* che coinvolge direttamente l'Autorità e gli operatori e ha la finalità di individuare quali sono le esigenze informative necessarie per lo sviluppo dell'approccio *totex*. Segue, poi, la fase di individuazione e definizione dei criteri di regolazione, che saranno adottati dall'entrata in vigore dell'approccio *totex*. In seguito è prevista la fase di attuazione, con la presentazione, analisi e approvazione dei *business plan*. A completamento vi è la fase di sviluppo della reportistica per il controllo, il monitoraggio e l'attuazione del *business plan*.

Relativamente all'ambito di applicazione, nel documento di consultazione si prospetta la possibilità di prevedere, per il quinto periodo di regolazione, l'applicazione dell'approccio *totex* al gestore di trasmissione nazionale e, in relazione al servizio di distribuzione, di garantire un'ampia copertura del territorio nazionale pur limitando il numero di soggetti interessati.

Tariffe per il servizio di trasmissione

L'Autorità ha determinato⁹⁷ le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica per l'anno 2018, approvando le proposte tariffarie presentate dal gestore del sistema di trasmissione relative all'aggiornamento, per l'anno 2018, dei ricavi di riferimento a copertura dei costi afferenti all'attività di trasmissione e dei costi sostenuti per lo svolgimento dell'attività di dispacciamento. L'Autorità ha ritenuto opportuno riconoscere la maggiorazione del tasso di remunerazione sugli investimenti approvati nell'agosto 2017⁹⁸ ed entrati in esercizio nell'anno 2016.

Tariffe per il servizio di distribuzione e misura

Con riferimento ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo 2016-2019 l'Autorità⁹⁹, al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni, ha introdotto modalità differenziate di riconoscimento dei costi di capitale tra le imprese che hanno oltre 100.000 punti di prelievo connessi alle proprie reti e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia.

Per le imprese con oltre 100.000 punti di prelievo, è prevista una stretta continuità metodologica con i criteri adottati nel periodo di regolazione 2012-2015, sia sotto il profilo della determinazione

⁹⁷ Con la delibera 21 dicembre 2017, 883/2017/R/ eel.

⁹⁸ Con la delibera 3 agosto 2017, 579/2017/R/eel.

⁹⁹ Con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel.

dei costi operativi sia sotto il profilo dei costi del capitale (regime di riconoscimento individuale degli investimenti).

Relativamente alle imprese distributrici che servono fino a 100.000 punti di prelievo per la determinazione delle tariffe di riferimento, è previsto invece che vengano definiti meccanismi di riconoscimento dei costi basati su criteri parametrici sia con riferimento al servizio di distribuzione che al servizio di misura.

È previsto, in continuità con il precedente periodo di regolazione, il disaccoppiamento tra la tariffa applicata ai clienti finali (“tariffa obbligatoria”) e le tariffe di riferimento per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi per ciascuna impresa distributtrice.

Coerentemente a tale quadro normativo, nel dicembre 2017 sono state approvate le tariffe obbligatorie relative al servizio di distribuzione e misura per l’anno 2018 per i clienti non domestici¹⁰⁰ e quelli domestici¹⁰¹.

Per le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo, nell’aprile 2017 sono state determinate¹⁰² le tariffe di riferimento provvisorie per la determinazione dei ricavi relativi al 2017.

Per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo, originariamente erano previsti criteri di riconoscimento tariffario di tipo parametrico¹⁰³. Successivamente¹⁰⁴ la legge 4 agosto 2017 n. 124 ha stabilito, tra l’altro, che per le imprese distributrici di energia elettrica che servono meno di 25.000 punti di prelievo (ad esclusione delle imprese beneficiarie di integrazioni tariffarie ai sensi dell’articolo 7 della legge 9 gennaio 1991, n.10) *“le modalità di riconoscimento dei costi per le attività e di distribuzione e di misura dell’energia elettrica siano basate su logiche parametriche, che tengano conto anche della densità dell’utenza servita, nel rispetto dei principi generali di efficienza ed economicità e con l’obiettivo di garantire la semplificazione della regolazione e la riduzione dei connessi oneri amministrativi”*.

Alla luce delle nuove disposizioni della normativa primaria, l’Autorità ha emanato un documento per la consultazione¹⁰⁵ nel quale sono stati illustrati ulteriori orientamenti in relazione al riconoscimento parametrico dei costi ed i primi orientamenti in materia di promozione delle aggregazioni, perimetrando l’applicazione del regime parametrico alle imprese che servono meno di 25.000 punti di prelievo. Nella consultazione è stato ipotizzato che il regime parametrico dei costi venga introdotto a partire dall’anno 2017 con un meccanismo di gradualità fino al 2019.

Disposizioni tariffarie in materia di Sistemi di *smart metering* 2G

La regolazione relativa ai sistemi di *smart metering* 2G è stata effettuata anche attraverso la definizione della disciplina per il riconoscimento dei costi per la misura dell’energia elettrica in bassa tensione. Infatti, a seguito di un’ampia attività di consultazione¹⁰⁶, l’Autorità ha

¹⁰⁰ Delibera 21 dicembre 2017, 882/2017/R/eel.

¹⁰¹ Delibera 27 dicembre 2017, 907/2017/R/eel.

¹⁰² Delibere del 28 aprile 2017, 286/2017/R/eel e 287/2017/R/eel.

¹⁰³ Nel documento per la consultazione 428/2016/R/eel, diffuso nell’ambito del procedimento avviato con la delibera 9 ottobre 2014, 483/2017/R/eel. sono state delineate le prime ipotesi dell’Autorità in materia di riconoscimento parametrico dei costi.

¹⁰⁴ In dettaglio, l’articolo 1, comma 92, della legge 4 agosto 2017 n. 124 ha modificato l’articolo 38 del decreto legislativo 1 giugno 2011 n. 93.

¹⁰⁵ Consultazione 7 agosto 2017, 580/2017/R/eel.

¹⁰⁶ Documenti per la consultazione 26 maggio 2016, 267/2016/R/eel, e 457/2016/R/ee.

individuato¹⁰⁷ i criteri per il riconoscimento dei costi di capitale dei sistemi di *smart metering* 2G, fondati su schemi di regolazione incentivante. Per il triennio 2017-2019 tali schemi sono applicati solo alle spese di capitale, mentre a partire dal 2020 il riconoscimento degli stessi costi sarà basato su un approccio fondato sulla spesa totale (*totex*).

Successivamente alla definizione dei criteri per il riconoscimento dei costi da parte dell'Autorità, la società e-distribuzione ha presentato il piano di messa in servizio dei sistemi di *smart metering* di seconda generazione (2G), a cui hanno fatto seguito le attività di consultazione pubblica, di valutazione del piano, del suo impatto tariffario e delle osservazioni emerse.

A conclusione dell'istruttoria svolta, l'Autorità ha approvato¹⁰⁸ il piano predisposto da e-distribuzione per il quindicennio 2017-2031, fissandone la data di avvio all'1 gennaio 2017. La spesa di capitale complessiva prevista è risultata compatibile con la sostanziale invarianza delle tariffe del servizio di misura per i clienti finali. Nell'approvazione del Piano, l'Autorità ha ritenuto opportuno individuare ulteriori condizioni specifiche, a tutela dei clienti finali e dell'efficienza del servizio. In particolare:

- con riferimento alla visualizzazione sul display del misuratore 2G delle letture di sostituzione, l'obbligo di visualizzare anche le letture dei totalizzatori del mese precedente e di mantenere visibili tali letture per almeno 18 mesi dalla data di sostituzione del misuratore;
- l'obbligo di rendere comunque disponibile al cliente finale per 15 giorni la possibilità di richiedere la verifica della lettura di sostituzione;
- con riferimento alla comunicazione diretta dei dati dal misuratore al cliente finale, attraverso appositi dispositivi (c.d. Chain 2), nell'ambito dell'impegno assunto da e-distribuzione di monitorarne l'effettivo funzionamento in campo, l'Autorità ha previsto l'obbligo di includere nel monitoraggio anche interventi per verifiche presso i clienti di eventuali casi di interferenze sulla comunicazione tra misuratore e dispositivo di utenza.

In considerazione della ancora limitata disponibilità dei servizi della Chain 2, sono stati neutralizzati per il 2017 gli incentivi a vantaggio di e-distribuzione.

Progressiva revisione delle tariffe domestiche

Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che recepisce la direttiva europea sull'efficienza energetica, stabilisce¹⁰⁹ che l'Autorità adegui le componenti della tariffa elettrica, al fine sia di superare la struttura progressiva rispetto ai consumi (con l'individuazione di componenti tariffarie aderenti ai costi del servizio), sia di stimolare comportamenti virtuosi e di favorire, infine, il conseguimento di obiettivi di efficienza. Il decreto legislativo prevede anche che l'Autorità formuli proposte inerenti alla definizione di eventuali nuovi criteri per la determinazione delle compensazioni di spesa da riconoscere alle fasce di popolazione economicamente disagiate (*bonus sociale*).

¹⁰⁷ Delibera 10 novembre 2016, 646/2016/R/eel.

¹⁰⁸ Delibera 222/2017/R/ eel.

¹⁰⁹ Articolo 11, comma 3.

Nell'Annual Report 2016 sono state illustrate le fasi del processo attraverso cui l'Autorità ha definito¹¹⁰ il percorso per mezzo del quale giungere al completamento della riforma tariffaria, superando entro il 2018 l'attuale struttura tariffaria progressiva seguendo il percorso di gradualità schematizzato nella tavola 3.2.

Tavola 3.2 Schema di gradualità per la riforma delle tariffe domestiche

Opzione G2	Dal 1° gennaio 2016	Dal 1° gennaio 2017	Dal 1° gennaio 2018
Servizi di rete	A progressività ridotta	Nuova struttura non progressiva	Nuova struttura non progressiva
Servizi di vendita	Uguale al 2015	Nuova struttura non progressiva	Nuova struttura non progressiva
Oneri generali	Uguale al 2015	Struttura transitoria	Nuova struttura non progressiva
Impegno di potenza	Disponibilità dati	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi	Disponibilità dati Ridefinizione taglie Riduzione diritti fissi

Fonte: AEEGSI, documento per la consultazione 293/2015/R/eel.

Nell'ambito del percorso triennale suddetto, l'1 gennaio 2016 è stata attuata la prima fase, con la ridefinizione dei corrispettivi tariffari inerenti ai servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), in modo da aumentare le quote fisse applicate ai clienti con tariffa D2 (residenti e con potenza impegnata non superiore a 3 kW) e da smorzare la struttura progressiva delle quote variabili (espresse in c€/kWh).

L'1 gennaio 2017 è stata attuata¹¹¹ la seconda fase della riforma, che ha previsto:

- l'adozione, per i corrispettivi tariffari per i servizi di rete (trasmissione, distribuzione e misura), della struttura a regime trinomica e non progressiva (indicata come TD), da applicare a tutti i clienti domestici, indipendentemente dalla condizione di residenza anagrafica;
- la ridefinizione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema, in modo da smorzare l'effetto di progressività ai consumi e da limitare a due il numero di aliquote diversificate tra scaglioni di consumo annuo;
- il superamento della distinzione dei clienti domestici tra sottotipologie, mantenendo solo una differenziazione tra l'alimentazione di applicazioni nella residenza anagrafica del cliente (clienti residenti) o in luoghi diversi da questa (clienti non residenti);
- una riduzione della progressività che aveva finora caratterizzato la struttura della componente tariffaria a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla maggior tutela, allineandola a quella applicata per i corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema;
- interventi atti ad agevolare il cliente finale domestico nell'ottimizzazione della propria spesa per la fornitura di energia elettrica, tramite l'individuazione del livello di potenza contrattualmente impegnata maggiormente rispondente alle proprie esigenze (introduzione di livelli di potenza contrattualmente impegnata con un passo più fitto e riduzione per 24 mesi, a

¹¹⁰ Delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel.

¹¹¹ Delibera 22 dicembre 2016, 782/2016/R/eel.

decorrere dall'1 aprile 2017, dei costi associati ad ogni operazione di variazione di questo aspetto contrattuale).

In base al programma definito in precedenza¹¹², il totale superamento della struttura a scaglioni era previsto entrare in vigore all'1 gennaio 2018. Tuttavia, all'approssimarsi di tale data, l'Autorità ha ravvisato il rischio che sulle bollette elettriche si cumulassero gli effetti dell'ultimo passo della riforma tariffaria per i clienti domestici con le nuove misure inerenti la revisione delle agevolazioni per le imprese energivore¹¹³. Con apposita segnalazione¹¹⁴, l'Autorità ha fornito una stima dell'entità dei suddetti effetti cumulati ed ha evidenziato che per assicurare, nella sostanza, il rispetto del principio di gradualità formulato dal decreto legislativo 102/14, Governo e Parlamento avrebbero potuto valutare l'opportunità di fornire all'Autorità indirizzi sugli obiettivi da privilegiare in considerazione del fatto che, come già segnalato due anni prima¹¹⁵, non è possibile individuare per gli oneri generali una struttura di corrispettivi aderenti ai costi, poiché tali oneri non corrispondono a uno specifico servizio, bensì sono utilizzati per coprire l'esigenza di gettito di politiche pubbliche che non trovano copertura dalla fiscalità generale.

La segnalazione¹¹⁶ ha stimolato un dibattito parlamentare presso la X Commissione Attività Produttive della Camera, dal quale è scaturita una richiesta di approfondimenti e integrazioni all'Autorità, che li ha forniti a novembre 2017¹¹⁷. La discussione in Commissione si è quindi conclusa nel dicembre 2017 con l'approvazione di tre risoluzioni impegnanti il Governo ad assumere iniziative finalizzate, tra l'altro, a rinviare di un anno il completamento della riforma tariffaria per i clienti domestici. Nello stesso mese, il Ministero dello Sviluppo Economico ha trasmesso all'Autorità l'invito ad adottare iniziative per uno slittamento temporale di almeno un anno dell'ultima fase della riforma domestica.

Alla luce delle indicazioni fornite da Governo e Parlamento, l'Autorità ha pertanto stabilito¹¹⁸ di:

- differire al 1 gennaio 2019 l'attuazione della terza e ultima fase della riforma, mantenendo invariate per l'anno 2018 le strutture tariffarie applicate ai clienti domestici nell'anno 2017;
- definire le aliquote dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema in modo tale che, nel corso dell'anno 2018, il mantenimento di aliquote differenziate tra due scaglioni di consumo consenta di attenuare, per i clienti domestici con bassi consumi, gli effetti derivanti dall'incremento degli oneri connessi con la revisione delle agevolazioni per le imprese energivore;
- estendere ancora per un anno, cioè fino al completamento della transizione alla nuova struttura tariffaria (1 gennaio 2019), l'applicabilità delle condizioni economiche dedicate ai clienti domestici che hanno aderito alla sperimentazione tariffaria per pompe di calore, al fine di garantire loro la tutela degli investimenti compiuti.

¹¹² Deliberazione 582/2015/R/eel.

¹¹³ Si veda il successivo paragrafo dedicato a "Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica".

¹¹⁴ Segnalazione a Governo e Parlamento del 2 novembre 2017, 733/2017/I/eel.

¹¹⁵ Segnalazione 292/2015/I/eel.

¹¹⁶ Segnalazione 733/2017/I/eel.

¹¹⁷ Memoria 30 novembre 2017, 805/2017/I/eel.

¹¹⁸ Deliberazione 867/2017/R/eel.

Relativamente agli interventi per l'ottimizzazione del livello di potenza contrattualmente impegnata rispondente alle esigenze dei clienti, dopo i primi sei mesi di applicazione delle agevolazioni in materia, è stato chiesto alle otto principali imprese di distribuzione (rappresentative del 98% del totale dei clienti domestici italiani) di fornire dati di dettaglio relativi alle richieste di variazione di potenza ricevute tra l'1 aprile e il 30 settembre 2017.

Nel corso del periodo considerato, le richieste registrate sono state quasi 71.000 e riguardano circa lo 0,25% dei clienti domestici serviti dalle medesime otto imprese. Per quanto riguarda il segno e l'entità delle variazioni di potenza richieste, è innanzitutto importante rilevare la netta prevalenza degli aumenti rispetto alle riduzioni: 5 richieste su 6 sono per aumentare la potenza impegnata (Tavola 3.3).

Tavola 3.3 Sintesi dei dati relativi al numero e all'entità totale delle variazioni di potenza impegnata registrate nei sei mesi analizzati

VARIAZIONI	NUMERO	QUOTA	kW
Positive	11.391	16%	-23.495
Negative	59.525	84%	115.458
TOTALI	70.916	100%	91.963

Fonte: ARERA.

Complessivamente la potenza impegnata totale è cresciuta in sei mesi di quasi 92 MW; si tratta di un incremento significativo rispetto alla situazione di partenza del gruppo di clienti interessati (+71%), ma ancora impercettibile a livello nazionale, poiché pari a meno dello 0,1% della potenza totale impegnata dal settore domestico italiano (93,3 GW). In merito all'entità delle singole variazioni di potenza richieste dai clienti domestici analizzati, si rileva che sono state poche le richieste di riduzione di 0,5 kW (ad esempio per passare da 3 a 2,5 kW), mentre quasi la metà dei soggetti interessati ha richiesto di aumentare la propria potenza impegnata di 1,5 kW e più del 20% di 3 kW.

Riforma degli oneri generali per i clienti non domestici

Nel corso del 2017 sono proseguite le attività istruttorie relative alla riforma delle componenti tariffarie degli oneri generali del sistema elettrico per le utenze non domestiche, ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera b), del decreto-legge 210/15, il cui termine di decorrenza è stato fissato al 1 gennaio 2018 dall'articolo 6, comma 9, del decreto legge 244/16. Dette attività sono state coordinate con il parallelo procedimento per la riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica¹¹⁹.

Con la decisione C(2017) 3406 la Commissione europea ha infatti approvato il piano di adeguamento presentato dal Governo in conformità a quanto previsto dal paragrafo 199, sezione 3.7.3, della Disciplina europea per gli aiuti di Stato nei settori dell'energia e dell'ambiente. Detto piano di adeguamento prendeva a riferimento, quale nuova struttura degli oneri generali di sistema, la ipotesi "C" presentata nella consultazione avviata dall'Autorità nel maggio 2016¹²⁰.

¹¹⁹ Si veda il paragrafo dedicato a "Agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica".

¹²⁰ Documento per la consultazione 255/2016/R/eel.

In seguito agli esiti della consultazione e tenendo conto di quanto previsto dalla decisione della Commissione europea C(2017) 3406, nel giugno 2017 l'Autorità ha definito¹²¹ le caratteristiche principali e sostanziali della nuova struttura tariffaria degli oneri generali per clienti non domestici a partire dall' 1 gennaio 2018, prevedendo che la nuova struttura:

- sia relativa alle attuali componenti A2, A3, A4, A5, As, MCT, UC4 e UC7;
- le suddette componenti siano riunite in due soli raggruppamenti: “oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione” e “rimanenti oneri generali”;
- ciascuno dei suddetti due raggruppamenti abbia una struttura trinomia: un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/kW/anno e un'aliquota unitaria espressa in centesimi di euro/kWh;
- ai fini dell'applicazione dell'aliquota espressa in centesimi di euro/kW/anno, di cui al precedente punto, la nozione rilevante di potenza sia quella prevista dal Testo Integrato Trasporto per l'applicazione delle tariffe di rete.

È stato previsto inoltre che il raggruppamento relativo al sostegno delle energie rinnovabili e alla cogenerazione possa avere una struttura differenziata tra i clienti che non godono delle agevolazioni previste per le imprese a forte consumo di energia elettrica (clienti non agevolati) e clienti agevolati, e, per questi ultimi, per classi di agevolazioni; e che la componente che ha finanziato le agevolazioni riconosciute ai clienti agevolati fino a tutto l'anno 2017 (componente AE), sia sostituita (implicitamente) dal 2018 dalle differenze nei livelli tariffari del raggruppamento di oneri relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione (A_{SOS}) applicabili ai clienti agevolati, da una parte, e ai clienti non agevolati (inclusi tra questi i clienti domestici) dall'altra.

L'Autorità ha perciò stabilito che le aliquote degli oneri generali e delle ulteriori componenti da applicare a tutte le tipologie di utenti siano distinte nei seguenti raggruppamenti:

- “Oneri generali relativi al sostegno delle energie rinnovabili ed alla cogenerazione” (A_{SOS}), differenziati quanto all'applicazione delle classi di agevolazione, ivi inclusi i clienti non agevolati (ossia ad agevolazione zero);
- “Rimanenti oneri generali” (A_{RIM});
- Componenti perequative UC3 e UC6.

È stato inoltre stabilito che la logica di raggruppamento delle varie componenti di oneri generali sopra esposta venga applicata anche ai clienti domestici, ferma restando la diversa articolazione tariffaria applicata a tali clienti per gli oneri generali.

Da una successiva consultazione¹²² è emersa una netta preferenza per la cosiddetta ipotesi “C 25-75”, la quale prevede che le aliquote degli elementi della componente tariffaria A_{SOS} siano definite come combinazione lineare di:

- aliquote definite moltiplicando la somma delle aliquote (per punto di prelievo, per kW e per kWh) delle componenti TRAS, DIS, MIS, UC3 e UC6 per un coefficiente moltiplicativo, uguale

¹²¹ Deliberazione 481/2017/R/eel.

¹²² Documento per la consultazione 552/2017/R/eel.

per tutte le tipologie di utenti non domestici, con l'obiettivo di raccogliere un importo pari al 25% del gettito complessivo;

- un'aliquota indifferenziata per kWh prelevato e uniforme per tutte le tipologie di utenti non domestici, con l'obiettivo di raccogliere un importo pari al rimanente 75% del gettito complessivo.

La medesima ipotesi "C 25-75" prevede che le aliquote degli elementi della componente tariffaria A_{RIM} siano invece definite applicando alla somma delle aliquote delle componenti TRAS, DIS, MIS, UC3 e UC6 un coefficiente moltiplicativo, uguale per tutte le tipologie di utenti non domestici.

L'Autorità ha apportato¹²³ le modifiche al *Testo Integrato Trasporto* in merito alla struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici. Tale modifica tiene anche conto delle disposizioni per la riforma delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica¹²⁴, che ha la medesima decorrenza¹²⁵. La struttura delle componenti A_{SOS} e A_{RIM} , è stata definita con apposito provvedimento¹²⁶, sempre in applicazione dell'ipotesi "C 25-75".

Infine l'Autorità ha definito¹²⁷, sia per gli utenti domestici che per gli utenti non domestici, le aliquote delle componenti tariffarie A_{SOS} , A_{RIM} , UC3 e UC6 a partire dal 1 gennaio 2018.

Tavola 3.4 Componenti tariffarie A_2 , A_3 , A_4 , A_5 , UC4, UC7 e MCT per tipologia di clienti

Anno 2017

TIPOLOGIE	ENERGIA PRELEVATA		POTENZA		PUNTI DI PRELIEVO		ONERI GENERALI	
	TWh	QUOTA	GW	QUOTA	NUMERO	QUOTA	M€	QUOTA
CLIENTI DOMESTICI								
Residenti	50,14	18,99%	73,85	40,94%	23.276.300	64,01%	1.744,75	12,77%
Non residenti	7,38	2,80%	19,46	10,79%	5.993.673	16,48%	1.008,98	7,39%
TOTALE DOMESTICI	57,53	21,78%	93,32	51,73%	29.269.973	80,49%	2.753,73	20,16%
CLIENTI NON DOMESTICI								
Clienti per illuminazione pubblica (BT e MT)	5,69	2,15%	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	335,13	2,45%
Clienti non domestici BT (esclusa illuminazione pubblica)	68,66	26,00%	52,15	28,91%	6.993.981	19,23%	4.892,24	35,82%
Clienti MT (esclusa illuminazione pubblica)	93,68	35,47%	25,17	13,95%	101.028	0,28%	4.693,41	34,36%
Clienti AT/AAT (incluso consumi trazione ferroviaria)	38,53	14,59%	9,76	5,41%	1.118	0,00%	983,31	7,20%
TOTALE NON DOMESTICI	206,55	78,22%	87,07	48,27%	7.096.127	19,51%	10.904,09	79,84%
TOTALE	264,08	100,00%	180,39	100,00%	36.366.101	100,00%	13.657,81	100,00%

Fonte: elaborazioni dell'Autorità su fonti CSEA e GSE.

¹²³ Deliberazione 922/2017/R/eel.

¹²⁴ Deliberazione 921/2017/R/eel.

¹²⁵ Si veda anche il successivo paragrafo dedicato alle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica.

¹²⁶ Deliberazione 922/2017/R/eel.

¹²⁷ Deliberazione 923/2017/R/com.

Nella tavola 3.4 si riportano, per tipologia di clienti, le quantità di energia prelevata, il numero di punti di prelievo e la potenza impegnata, nonché l'ammontare degli oneri generali a livello aggregato, riferiti all'anno 2017.

Stato incentivazione fonti rinnovabili e assimilate

Nel 2017 i costi inerenti alle incentivazioni della produzione da fonti rinnovabili hanno avuto una significativa riduzione rispetto all'anno precedente. Pertanto l'Autorità ha diminuito¹²⁸ la componente tariffaria A₃, fissandola a un livello tale da coprire gli oneri di competenza del medesimo anno e gli oneri residui degli anni precedenti.

Nei primi mesi del 2017 è emersa una situazione finanziaria favorevole del conto A₃ per effetto delle modalità di pagamento stabilite dal GSE per gli incentivi di cui all'articolo 24, comma 5, lettera b), del decreto legislativo 28/11 (come attuato dall'articolo 19 del decreto interministeriale 6 luglio 2012), diversi dal ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva.

Conseguentemente l'Autorità ha ulteriormente abbassato¹²⁹ la componente tariffaria A₃, prevedendone un livello che, in assenza di modifiche della normativa o degli oneri da coprire, dovrebbe consentire una sostanziale stabilità della componente stessa nel breve-medio termine.

Tavola 3.5 Dettaglio degli oneri A₃

ONERI DI COMPETENZA	2016		2017 ^{A)}	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	267	1,9	232	1,6
Ritiro certificati verdi	2.062	14,3	137	1,1
Conversione CV in incentivi	3.320	23,0	3.217	25,7
Fotovoltaico	5.981	41,4	6.353	50,8
Ritiro dedicato	49	0,3	18	0,1
Tariffa onnicomprensiva	1.940	13,4	1.810	14,5
Scambio sul posto	181	1,3	139	1,1
Incentivi amministrati FER	305	2,1	394	3,2
Altro	1	0,01	1	0,01
TOTALE RINNOVABILI	14.106	97,7	12.301	98,4
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	272	1,9	180	1,4
Oneri CO ₂ assimilate	36	0,2	24	0,2
Copertura certificati verdi assimilate	14	0,1	0	0,0
Oneri derivanti dalla risoluzione CIP6	9	0,1	0	0,0
TOTALE ASSIMILATE	331	2,3	204	1,6
TOTALE ONERI A₃	14.437	100,0	12.505	100,0

(A) Dati pre-consuntivi.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GSE.

¹²⁸ Delibera 814/2016/R/com.

¹²⁹ Delibera 200/2017/R/com.

Agevolazioni per imprese a forte consumo di energia elettrica

L'articolo 39, comma 3, decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, come modificato dalla legge di conversione 7 agosto 2012, n. 134, prevede agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia, da attuarsi secondo criteri stabiliti dall'Autorità.

Nel corso del 2017, in conformità a quanto previsto dal paragrafo 199 della "Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore dell'ambiente e dell'energia 2014-2020", di cui alla Comunicazione 2014/C 200/01 (di seguito: Linee guida), la Commissione europea ha approvato con la decisione C(2017) 3406 il piano di adeguamento presentato dal Governo italiano, per il periodo antecedente il 1 gennaio 2018, che prevede un graduale aggiustamento che assicuri a ciascuna impresa a forte consumo di energia elettrica il pagamento del contributo minimo previsto agli oneri per il supporto alle fonti rinnovabili e la cogenerazione del meccanismo Cip 6/92.

La decisione della Commissione europea C(2017) 3406 prevede (cfr punti 62 e 66 della decisione):

- un contributo minimo pari al valore minore tra il 15% del contributo teorico agli oneri del c.d. "perimetro A3*" (definito al punto 37, lettera a, della decisione) e lo 0,5% del Valore aggiunto lordo per le imprese a forte consumo di energia operanti nei settori degli Annessi 3 e 5 alle Linee guida e caratterizzate da un indice di intensità energetica rispetto al Valore aggiunto lordo, calcolato come indicato nell'Annesso 4 alle Linee guida (di seguito: *electro-intensity*) superiore al 20%;
- un contributo minimo pari al valore minore tra il 15% del contributo teorico agli oneri del perimetro A3* e il 4% del Valore aggiunto lordo per le imprese a forte consumo di energia operanti nei settori dell'Annesso 3 e caratterizzate da un indice di *electro-intensity* inferiore al 20%;
- un contributo minimo pari al 20% del contributo teorico agli oneri del perimetro A3* per le imprese a forte consumo di energia non operanti nei richiamati settori dell'annesso 3 e dell'annesso 5 alle Linee guida, ma inclusi negli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica negli anni 2013 e 2014, in applicazione della "*grandfathering clause*" (di cui al paragrafo 3.7.2 delle Linee guida), ovvero per le imprese a forte consumo di energia operanti nei settori dell'Annesso 5 e caratterizzate da un indice di *electro-intensity* inferiore al 20%;
- un contributo minimo pari al 100% del contributo teorico agli oneri del perimetro A3* per le imprese che non rientrano in nessuna delle categorie di cui ai precedenti punti da i) a iii);
- l'applicazione di un coefficiente % del contributo minimo richiesto per il supporto alle fonti rinnovabili, come definito ai precedenti punti, che cambia annualmente in applicazione della curva di adeguamento progressivo di cui al paragrafo 197 delle Linee guida come riportato nella tavola 3.6.

In particolare, ai sensi del punto (67) della decisione C(2017) 3406, le imprese a forte consumo di energia elettrica che negli anni dal 2011 in poi non hanno garantito la corresponsione del contributo minimo agli oneri per le fonti rinnovabili e la cogenerazione (di seguito: imprese in condizione di sovracompensazione) dovranno essere soggette al recupero delle somme eventualmente non versate (anche tramite la riduzione delle agevolazioni non ancora erogate), in modo da ottemperare al pagamento del contributo minimo previsto dal Piano di adeguamento per ciascun anno.

Tavola 3.6 Curva di adeguamento progressivo: coefficiente del contributo minimo.

ANNO	% DEL CONTRIBUTO MINIMO RICHiesto
2011	5%
2012	10%
2013	15%
2014	20%
2015	30%
2016	45%
2017	60%

Fonte: Piano di adeguamento approvato con decisione C(2017) 3406 della Commissione europea.

In seguito alla decisione della Commissione europea C(2017) 3406, l'Autorità ha dato disposizioni¹³⁰ alla Cassa Conguaglio Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) in materia di agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica, con riferimento all'anno 2015 e alla regolazione definitiva delle partite di competenza 2013 e 2014, con l'eccezione delle imprese che risultano in condizione di sovracompensazione; in particolare sono state disposte istruttorie per l'accertamento delle sovracompensazioni in primo luogo per il periodo dal 2011 al 2014, e successivamente per l'anno 2015. Successivamente l'Autorità ha impartito¹³¹ disposizioni alla CSEA per il recupero delle somme corrispondenti alle sovracompensazioni accertate per il periodo dal 2011 al 2014. L'Autorità ha anche dato disposizioni¹³² alla CSEA per l'apertura del portale on-line ai fini della raccolta delle dichiarazioni attestanti la effettiva sussistenza dei requisiti caratterizzanti le imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2016 prevedendo di utilizzare le modalità già previste per l'anno 2015¹³³.

Tavola 3.7 Stima delle agevolazioni per imprese energivore di competenza degli anni 2014 e 2015 e contributo delle tipologie di clienti non energivori alla raccolta della componente Ae per il finanziamento di tali agevolazioni

	MILIONI DI EURO (COMPETENZA)		ENERGIA (TWh/ANNO)	
	2014	2015	2014	2015
AGEVOLAZIONI				
Imprese energivore MT	-308,2	-324,4	24,2	24,4
Imprese energivore AT/AAT	-288,9	-292,4	27,8	28,1
TOTALE AGEVOLAZIONI	-597,1	-616,9	52,1	52,5
CONTRIBUTO Ae (NON ENERGIVORI)				
BT domestici	201,5	168,6	58,8	59,9
BT non domestici	297,4	261,3	63,6	67,9
IP (BT e MT)	26,4	21,8	6,1	6,1
MT non energivori	270,5	223,6	69,5	69,9
AT non energivori	5,7	13,2	5,7	8,5
TOTALE CONTRIBUTI	801,5	688,6	203,7	212,3

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

¹³⁰ Deliberazione 6 luglio 2017, 507/2017/R/eel.

¹³¹ Deliberazione 18 gennaio 2018, 14/2018/R/eel.

¹³² Deliberazione 28 settembre 2017, 655/2017/R/eel.

¹³³ Deliberazioni 801/2016/R/eel, 81/2017/R/eel e 134/2017/R/eel

La tavola 3.7 riporta la stima dell'ammontare delle agevolazioni per imprese energivore di competenza degli anni 2014 e 2015 e del gettito raccolto della componente tariffaria Ae che finanzia tali agevolazioni. I dati relativi alle agevolazioni di competenza 2016 sono attualmente in verifica da parte della CSEA.

Nel mese di ottobre 2017, la Cassa ha messo a disposizione il portale internet per l'aggiornamento dell'elenco delle imprese a forte consumo di energia elettrica per l'anno 2016, come disposto dall'Autorità¹³⁴.

A dicembre 2017, in attuazione di quanto previsto dall'articolo 19, comma 2, della legge 167/17, il Ministro dello Sviluppo Economico ha adottato il decreto recante "Disposizioni in materia di riduzioni delle tariffe a copertura degli oneri generali di sistema per imprese energivore". Tale decreto persegue la finalità di riordinare il sistema delle agevolazioni per le imprese energivore al fine di armonizzarlo alle disposizioni comunitarie in materia, con decorrenza dal 1 gennaio 2018.

L'attuazione del nuovo meccanismo di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica è stata disciplinata da apposite disposizioni definite dall'Autorità a fine 2017¹³⁵, in coerenza con la struttura tariffaria stabilita dei nuovi raggruppamenti degli oneri generali di sistema elettrico¹³⁶. Tali disposizioni contengono¹³⁷ le indicazioni per la Cassa Conguaglio per i Servizi Energetici e Ambientali, valide sia per il periodo transitorio (ossia la fase di prima applicazione nel 2018) che per la situazione a regime, con riferimento alla raccolta dati, alla predisposizione degli elenchi delle imprese a forte consumo di energia elettrica, all'assegnazione alle medesime imprese delle varie classi di agevolazioni e al controllo dei dati al fine della verifica dei requisiti delle imprese. Al fine dell'attribuzione della classe di agevolazione dei singoli punti di prelievo e per facilitare le attività delle imprese distributrici e dei venditori, è previsto che i dati relativi alle classi di agevolazione siano trasmessi al Sistema Informativo Integrato (SII), che abbina a ciascuna Partita IVA di impresa a forte consumo di energia elettrica i relativi punti di consumo (POD).

Infine, in considerazione della presenza di unità di consumo che possono rientrare tra le imprese a forte consumo di energia elettrica nell'ambito dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC) e di Altri Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (ASSPC), è stato disposto un apposito aggiornamento del Testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC) e del Testo Integrato dei Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (TISSPC). In particolare è definito il criterio di calcolo delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali da applicarsi in corrispondenza dei punti di connessione con la rete pubblica che tenga conto dell'eventuale presenza di imprese a forte consumo di energia.

Oneri connessi con le attività nucleari residue (A₂)

Con l'anno 2016 è terminato il secondo periodo regolatorio, definito nel 2013¹³⁸, che ha stabilito i criteri per il riconoscimento degli oneri conseguenti alle attività di smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse, di chiusura del ciclo del combustibile e alle attività connesse e conseguenti. In conseguenza del termine, Sogin ha chiesto la proroga di un anno per la

¹³⁴ Deliberazione 655/2017/R/eel.

¹³⁵ Deliberazione 921/2017/R/eel.

¹³⁶ Deliberazione 481/2017/R/eel, come descritto nel paragrafo "riforma degli oneri per i clienti non domestici".

¹³⁷ Allegato A della deliberazione 921/2017/R/eel

¹³⁸ Deliberazione 194/2013/R/eel.

disposizione di un nuovo programma e l'applicazione di un regime transitorio per l'anno 2017.

L'Autorità ha pertanto previsto¹³⁹, per l'anno 2017, una estensione della regolazione vigente sino al 2016 e ha determinato a preventivo gli oneri nucleari per il medesimo anno, auspicando "...che tale anno sia fruttuosamente dedicato a porre le basi per la presentazione di un Programma a vita intera che segni una definitiva discontinuità".

L'Autorità ha successivamente riconosciuto¹⁴⁰ gli oneri nucleari a consuntivo per l'anno 2016 e aggiornato le *milestone* per l'anno 2017. L'avanzamento delle attività di *decommissioning* del 2016 è stato inferiore rispetto a quello dei tre anni precedenti, interrompendo il trend positivo di aumento registrato nei medesimi anni. In relazione al rallentamento delle attività di *decommissioning*, nonché della messa a disposizione delle risorse finanziarie destinate alla riduzione della componente tariffaria A₂ dall'articolo 5, comma 2, del decreto legge 69/13, l'Autorità aveva già adeguato in diminuzione la componente tariffaria A₂, fino ad un livello (a partire dal 1 gennaio 2017) pari a circa un terzo di quello previsto nel primo trimestre 2016. Detto livello è stato mantenuto inalterato nel corso di tutto l'anno 2017.

Nel novembre 2017 la Sogin ha trasmesso il nuovo programma a vita intera della commessa nucleare. Detto programma è, allo stato, in fase di analisi presso gli uffici dell'Autorità.

Anche nel corso del 2017 non si sono registrati progressi significativi nel processo per la realizzazione del Deposito Nazionale dei rifiuti radioattivi.

Esclusione di trasferimenti incrociati tra attività della filiera

Gli obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas sono stati introdotti, tra le altre cose, con la finalità di escludere che le imprese operanti nel settore elettrico e del gas effettuino trasferimenti incrociati di risorse tra diverse attività della filiera. Nel corso del 2017 l'Autorità ha concluso un procedimento in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile, con il quale è stata individuata e sanzionata la violazione della relativa disciplina da parte di una impresa operante nella distribuzione di energia elettrica e gas naturale¹⁴¹.

3.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Investimenti in nuove infrastrutture e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

L'art. 26 della legge 29 luglio 2015, n. 115, *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea (Legge europea 2014)*, ha modificato il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento del Terzo pacchetto energia, rafforzando i poteri dell'Autorità e la sua indipendenza dal Ministero dello sviluppo economico.

In materia di piano decennale di sviluppo della rete elettrica, il Gestore è tenuto a trasmettere annualmente il Piano al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità che lo sottopone alla

¹³⁹ Deliberazione 381/2017/R/eel.

¹⁴⁰ Deliberazione 442/2017/R/eel.

¹⁴¹ Deliberazione 40/2017/S/com

consultazione degli utenti della rete effettivi e potenziali, rendendo pubblici i risultati della consultazione stessa. Ai fini della revisione e del monitoraggio dell'attuazione del Piano, l'Autorità valuta, altresì, se questo contempra tutti i fabbisogni in materia di investimenti, individuati nel corso della procedura consultiva, e se sia coerente con il Piano decennale non vincolante di sviluppo della rete a livello europeo. Al termine di tale processo l'Autorità deve trasmettere l'esito della propria valutazione al Ministero.

Nel dicembre 2017 l'Autorità ha fornito e pubblicato¹⁴² la propria valutazione sullo schema di piano decennale di sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Tale valutazione fa seguito al processo di consultazione svoltosi da inizio maggio a fine luglio 2017, che ha previsto anche l'organizzazione di sessioni pubbliche di discussione, tenutesi il 17 luglio 2017 presso le sedi dell'Autorità. L'ormai consolidata modalità di svolgimento del seminario pubblico (preceduta da quesiti dei soggetti interessati, cui Terna fornisce risposte e osservazioni durante il seminario) è stata integrata per la prima volta da sessioni tematiche pomeridiane che hanno riguardato due aspetti specifici:

- integrazione degli scenari di sviluppo in ambito energetico: le attività in corso in Europa e i riflessi sulle attività italiane;
- focus sulle congestioni tra Sud e Nord del Paese: identificazione delle criticità previste e pianificazione dei relativi interventi di sviluppo.

Nella propria valutazione, oltre a sottolineare il carattere di innovazione dello schema di Piano di sviluppo 2017, soprattutto in relazione all'implementazione della nuova metodologia di analisi costi benefici (cosiddetta CBA 2.0) e a fornire raccomandazioni per futuri miglioramenti, l'Autorità ha rilasciato il proprio nulla osta all'approvazione dello schema di Piano 2017 da parte del Ministro dello Sviluppo Economico, a condizione che:

- per l'intervento Sa.Co.I.3 Sardegna - Corsica - Italia Continentale vengano adeguatamente valorizzati, a riduzione degli oneri per il sistema elettrico nazionale, il contributo da parte francese, come prefigurato da Terna, nonché gli eventuali contributi europei che paiono auspicabili in relazione alle esternalità positive dell'intervento in materia di sicurezza di approvvigionamento per i sistemi elettrici insulari di Corsica e Sardegna e di innovazione per il sistema europeo;
- l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia sia confermato "in valutazione", allo scopo di favorire lo sviluppo di un più completo quadro informativo che ne faccia emergere il beneficio per ciascun Paese coinvolto in vista di una conseguente allocazione dei relativi costi di sviluppo, nonché di evidenze della sua utilità non solo per il sistema elettrico italiano, ma più in generale per l'intero sistema europeo, investendo quindi profili che devono essere affrontati nella dovuta sede europea;
- le eventuali installazioni di sistemi di accumulo diffuso, ulteriori rispetto ai 35 MW sperimentali approvati in sede di Piano di sviluppo 2011, siano confermate "in valutazione" atteso che il giudizio su tale intervento non può prescindere dal completamento della fase di

¹⁴² Delibera 14 dicembre 2017, 862/2017/R/eel.

sperimentazione, dalla verifica degli esiti di tali sperimentazioni e da appropriate analisi costi benefici che ne dimostrino l'utilità per il sistema elettrico italiano;

- le sedici proposte di acquisizione di porzioni di rete di proprietà di produttori e relativo inserimento nella RTN siano stralciate dallo schema di Piano, ai fini di riproposizione, con i previsti elementi informativi, in successivi schemi di Piano di sviluppo.

Infine, l'Autorità ha disposto che Terna effettui una analisi costi-benefici del solo secondo polo del collegamento di interconnessione tra Italia e Montenegro e di trasmettere all'Autorità, entro il 30 aprile 2018, un documento pubblicabile con ipotesi e risultati di tale analisi costi-benefici.

L'Autorità ha valutato la coerenza tra il piano decennale dello sviluppo della rete di trasmissione nazionale e il piano di sviluppo comunitario *Ten Year Network Development* (TYNDP) in due circostanze:

- nella formulazione del proprio contributo all'Opinione di ACER No. 08/2017 del 3 aprile 2017 sui progetti elettrici nei piani di sviluppo nazionali e nel TYNDP 2016;
- nella fase di preparazione della già richiamata valutazione sul piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale (Delibera 862/2017/R/eel).

I principali elementi di attenzione nel confronto tra lo schema di Piano 2017 e il TYNDP 2016 hanno riguardato le stime di costo di investimento per il sistema italiano relativi a due progetti transfrontalieri: l'intervento Sa.Co.I.3 Sardegna - Corsica - Italia Continentale e l'intervento di interconnessione Italia - Tunisia. Tali elementi hanno contribuito alle specifiche condizioni formulate al Ministero dello Sviluppo Economico per la successiva fase di approvazione dello schema di Piano 2017.

Integrazione dei mercati elettrici - Implementazione dei Regolamenti Europei

Regolamenti europei per il mercato elettrico

I Regolamenti europei relativi al mercato elettrico, identificati anche come codici di rete o linee guida, sono provvedimenti normativi di carattere tecnico funzionali al completamento del mercato interno dell'energia. Il Regolamento (CE) 714/2009, il Regolamento per il mercato elettrico del cd. Terzo Pacchetto, ne ha definito le aree di intervento e indicato il processo di sviluppo e approvazione che si è concluso nel 2017.

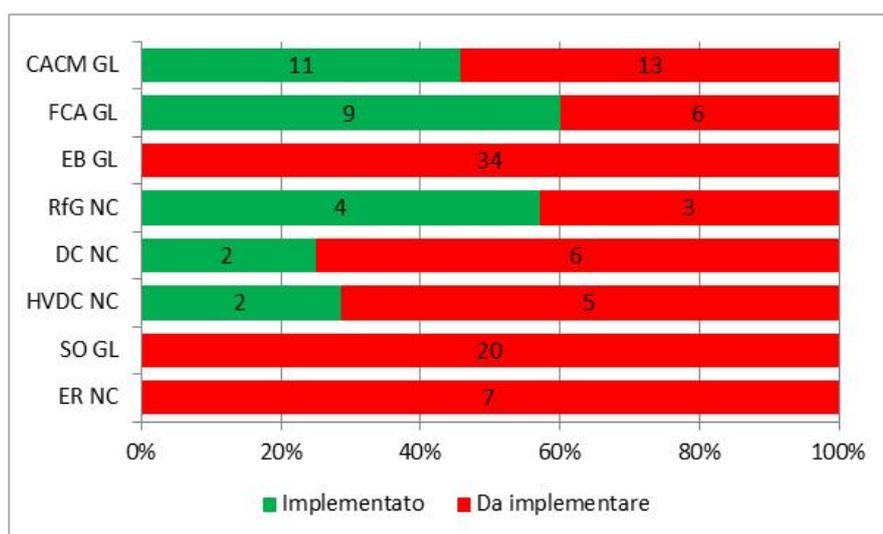
Informalmente, i codici di rete e le linee guida possono essere raggruppati in tre grandi famiglie: di mercato, di connessione e di gestione della rete. L'elenco completo è riportato nella tavola 3.8.

Lo stato di implementazione di linee guida e codici di rete al termine del 2017 è quello sintetizzato nella figura 3.1. Da essa si nota che, se alcune attività sono state portate a compimento (in verde), molte altre vedranno impegnata l'Autorità negli anni a venire. Nello specifico, i valori riportati negli istogrammi quantificano il numero dei differenti processi di implementazione nazionale delle varie previsioni contenute nei Regolamenti.

Tavola 3.8 Codici di rete e linee guida previsti dal Regolamento (CE) 714/2019

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

Fonte: ARERA.

Figura 3.1 Stato di implementazione delle previsioni di codici di rete e linee guida in Italia

Fonte: ARERA.

Nell'elenco di Regolamenti sopra riportato compaiono le diciture "codice di rete" e "linea guida". La sostanziale differenza tra le due categorie è riconducibile al fatto che i primi, i codici di rete, identificano delle regole direttamente implementabili a livello nazionale mentre le seconde, le linee guida, prevedono la successiva elaborazione di una serie di disposizioni attuative, denominate *Terms and Conditions* (TC) o *Methodologies* (M) ("metodologie"). Ne discende che la pubblicazione dei Regolamenti non esaurisce l'attività di sviluppo e pubblicazione di normativa secondaria. Al contrario, ogni Regolamento nella forma di linea guida prevede, al suo interno, l'elaborazione di regole specifiche (appunto le "metodologie") a cura di TSO e/o NEMO (le borse dell'energia) che i regolatori di ciascuno Stato membro sono chiamati a valutare e approvare. Il processo di elaborazione delle "metodologie" è stato avviato nel 2015 in riferimento al Regolamento CACM GL per poi essere esteso alle altre linee guida tra il 2016 (FCA GL) e il 2017 (SO GL, EB GL). Per esempio, dalla figura 3.1 si evince che 6 delle 15 "metodologie" previste nell'ambito del Regolamento FCA devono ancora essere portate a compimento.

Processi decisionali regionali ed europei

L'ambito geografico di adozione delle metodologie (se ne contano all'incirca un centinaio) può essere, a seconda dei casi, di natura pan-Europea, regionale o nazionale.

Le decisioni in merito alle metodologie avvengono in un contesto denominato *Electricity Regulatory Forum* (ERF) a cui partecipano con diritto di voto tutti i regolatori dell'Unione Europea e a cui sono ammessi in qualità di *observer* il regolatore norvegese e ACER ma non la Commissione Europea.

Le decisioni in seno all'ERF devono essere prese all'unanimità. Ciò può comportare l'accordo nell'approvare la proposta, nel qual caso ogni regolatore recepisce nel proprio ordinamento nazionale la proposta di metodologia. Tuttavia, l'unanimità potrebbe anche significare che tutti i regolatori competenti concordano di chiedere ai rispettivi TSO e/o NEMO di apportare degli emendamenti alle proposte (*Request for Amendments*, RfA). Anche in questo caso ogni regolatore recepisce la decisione dell'ERF a livello nazionale e istruisce conseguentemente TSO e/o NEMO, rispettivamente TERNA e GME nel caso italiano, di rivedere la proposta.

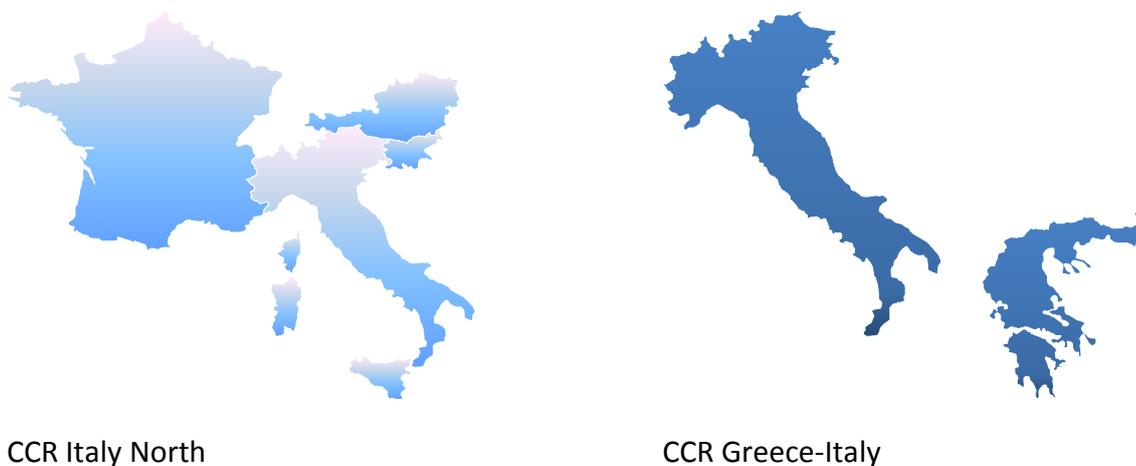
In mancanza di unanimità, la proposta di TC o M è trasferita ad ACER che, dopo consultazione con le parti interessate, finalizza il testo e lo sottopone al Board of Regulators (BoR) per approvazione. L'approvazione, in questo caso, è a maggioranza qualificata dei due terzi (una testa, un voto).

In termini di durata, secondo una rigorosa lettura dei Regolamenti, tale processo potrebbe richiedere fino a un massimo di ventidue mesi. In realtà, ad oggi si sono verificati processi anche più lunghi.

Per quanto riguarda le metodologie ad approvazione regionale, l'ambito geografico di applicazione cambia a seconda del Regolamento coinvolto.

Per i regolamenti CACM e FCA sono state identificate le cosiddette regioni per il calcolo della capacità (CCR), approvate da ACER con la decisione 06/2016: l'Italia fa parte della CCR Italy North per quanto riguarda le frontiere con Francia, Slovenia e Austria e della CCR Greece-Italy per quanto riguarda la frontiera con la Grecia e i confini fra le zone interne al territorio nazionale (Figura 3.2).

Figura 3.2 Regione Italy North



CCR Italy North

CCR Greece-Italy

Il Regolamento SO GL prevede alcune metodologie relative alle regioni di calcolo della capacità, mentre altre metodologie devono essere approvate all'interno di ciascuna area sincrona, coincidente con la porzione della rete europea che condivide la stessa frequenza.

Infine il regolamento EB GL opera con geometria fortemente variabile a seconda della metodologia coinvolte: si passa, infatti, da perimetri che includono i soli Stati Membri che intendono utilizzare un dato prodotto di bilanciamento, a perimetri coincidenti con le regioni per il calcolo della capacità, a perimetri che tengono conto di accordi per lo scambio di risorse specifiche.

Integrazione dei mercati elettrici – Codici di mercato

Forward capacity allocation (FCA)

Il Regolamento FCA fissa i requisiti che devono essere soddisfatti dai diritti di trasmissione di lungo termine assegnati a livello europeo, unitamente alle modalità di allocazione.

Nel corso del 2017 l'Autorità, facendo seguito alle decisioni assunte in sede ERF, ha approvato le metodologie per lo scambio dei dati inerenti la generazione e il carico necessari per la predisposizione del modello di rete europeo¹⁴³ e i requisiti per l'istituzione della piattaforma unica di allocazione e per la suddivisione dei relativi costi¹⁴⁴. L'Autorità ha altresì partecipato all'iter di approvazione delle regole armonizzate per l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine, conclusosi con la decisione 03/2017 adottata da ACER a seguito del mancato accordo dei regolatori in sede ERF.

A livello regionale l'Autorità ha approvato, previo accordo unanime nei corrispondenti forum regionali, le proposte per la tipologia dei diritti di trasmissione di lungo termine¹⁴⁵ e per le regole specifiche di allocazione applicabili sulle frontiere con Austria, Slovenia, Francia e Grecia¹⁴⁶.

Infine, sempre ai sensi del regolamento FCA, l'Autorità ha adottato alcune disposizioni inerenti i diritti di trasmissione di lungo termine relativi ai confini fra le zone interne al territorio nazionale¹⁴⁷.

Capacity allocation and Congestion management (CACM)

Nell'ambito dell'implementazione del Regolamento CACM l'Autorità è stata principalmente coinvolta nella valutazione, svolta congiuntamente con gli altri regolatori europei, delle diverse metodologie che TSO e NEMO sono chiamati a sviluppare per la realizzazione dei mercati europei integrati nell'orizzonte temporale giornaliero e infragiornaliero (*single day ahead* e *intraday coupling*).

In particolare tutti i regolatori europei hanno congiuntamente richiesto delle modifiche alla metodologia relativa ai prodotti scambiabili nei mercati¹⁴⁸ e alle procedure di backup che i NEMO devono predisporre in caso di malfunzionamento del mercato del giorno prima¹⁴⁹.

¹⁴³ Delibera 766/2017/R/eel.

¹⁴⁴ Delibera 685/2017/R/eel.

¹⁴⁵ Delibere 701/2017/R/eel e 703/2017/R/eel.

¹⁴⁶ Delibere 699/2017/R/eel e 702/2017/R/eel.

¹⁴⁷ Delibera 333/2017/R/eel, adottata a seguito del documento per la consultazione 110/2017/R/eel.

¹⁴⁸ Delibera 599/2017/R/eel.

¹⁴⁹ Delibera 600/2017/R/eel.

È stata invece approvata la metodologia relativa allo svolgimento della funzione di *Market Coupling Operator*¹⁵⁰, che rappresenta l'ossatura del funzionamento del futuro mercato europeo integrato, e la metodologia relativa al modello di rete comune che i TSO sono chiamati a realizzare per poter procedere ad un calcolo congiunto e armonizzato delle diverse capacità interzonali da rendere disponibili al mercato.

Oltre all'implementazione delle diverse metodologie, il Regolamento CACM disciplina anche le modalità con cui si può rivedere la configurazione delle zone d'offerta a livello europeo, regionale (CCR) e nazionale. In particolare, l'articolo 32 del suddetto regolamento definisce le varie fasi del processo (dall'identificazione della configurazione zonale alternativa a quella vigente, alle relative valutazioni a cura dei TSO coinvolti nel processo), mentre l'articolo 33 indica i criteri minimi (sicurezza dell'esercizio, impatto sui mercati, robustezza della configurazione zonale nel tempo) che devono essere tenuti in conto in sede di revisione.

La configurazione zonale attualmente vigente in Italia risale al 2012. Inizialmente, con validità limitata al 2014, essa è stata più volte prorogata dall'Autorità dapprima per evitare sovrapposizioni con l'implementazione del *market coupling* sulle frontiere con Francia e Austria (2015) e successivamente per consentire a Terna di adeguare le modalità di revisione della configurazione zonale alle disposizioni introdotte con il Regolamento CACM (anni 2016, 2017 e 2018). In parallelo l'Autorità ha condotto con Terna un'attività preparatoria finalizzata ad acquisire informazioni sulle configurazioni zonali alternative e sulla metodologia di analisi che si sarebbe inteso utilizzare per le successive valutazioni. I lavori, avviati nel 2016¹⁵¹ e proseguiti nel 2017¹⁵², si sono conclusi a inizio 2018, allorché l'Autorità ha avviato formalmente¹⁵³ la revisione delle zone ai sensi dell'articolo 32, comma 1, lettera d), del Regolamento CACM (avvio disposto su base nazionale e limitato alle sole zone interne con impatto trascurabile sulle zone dei paesi confinanti).

Regolamento Balancing (BAL)

Il Regolamento europeo 2195/2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico (Regolamento *Balancing*) è entrato in vigore il 18 dicembre 2017, pertanto il flusso di lavoro che porterà all'approvazione a livello nazionale delle metodologie di implementazione delle linee guida è previsto a partire dal 2018 e per gli anni successivi. Tuttavia nel corso del 2017 l'Autorità ha costantemente partecipato alla apposita *task force* dei regolatori, dialogando con i gruppi di lavoro dell'associazione dei TSO (ENTSO-E), che già da tempo sono impegnati sui progetti di implementazione che porteranno alla definizione formale delle metodologie richieste ai sensi del Regolamento *Balancing*. Tra questi, l'Autorità coordina come co-leader, per conto dei regolatori, le attività con i TSO relative alla valorizzazione degli sbilanciamenti e al *settlement* tra TSO. Da tempo inoltre l'Autorità è coinvolta nel progetto TERRE, progetto pilota riconosciuto come riferimento per l'implementazione della piattaforma europea di scambio della riserva di sostituzione (*Replacement Reserve*, nella nomenclatura del Regolamento *Balancing*). Nel corso del 2017 l'Autorità ha inoltre partecipato ai cosiddetti *Implementation Group* dei progetti di riferimento per l'implementazione delle piattaforme europee (fig. 3) e in particolare ha contribuito, insieme agli altri regolatori, alla stesura degli *opinion paper* in risposta alle consultazioni pubbliche dei progetti TERRE e MARI, nei quali l'Italia, con il proprio TSO Terna, partecipa come *full member*. L'impegno dell'Autorità su questi tavoli è volto a garantire una certa

¹⁵⁰ Delibera 467/2017/R/eel.

¹⁵¹ Delibera 461/2016/R/eel.

¹⁵² Delibera 496/2017/R/eel.

¹⁵³ Delibera 22/2018/R/eel.

coerenza tra i processi di integrazione europei e la disciplina nazionale del dispacciamento, per trarre i massimi benefici dall'armonizzazione, senza tuttavia pregiudicare l'efficienza del proprio modello di mercato.

Integrazione con la Svizzera

Nell'ambito dell'implementazione dei regolamenti europei principale punto di attenzione è la gestione dei rapporti con la Svizzera: come è noto, infatti, la Svizzera non fa parte dell'Unione Europea, tuttavia, stante la posizione centrale a livello geografico, essa riveste un ruolo importante sia per le transazioni di mercato sia per quanto riguarda la sicurezza dell'esercizio. Per tale motivo il regolatore svizzero da un lato partecipa in qualità di osservatore ai lavori della CCR Italy North e dall'altro si coordina con l'Autorità per la definizione delle specifiche modalità di interazione fra i sistemi elettrici svizzero e italiano. In tale ambito, in particolare, nel corso del 2017 sono state approvate le specifiche regole di allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine sulla frontiera con la Svizzera¹⁵⁴, nonché le regole di allocazione della capacità su base giornaliera e infragiornaliera¹⁵⁵: queste ultime regole sono altresì comuni, per la base giornaliera, alla frontiera con la Grecia per la quale non è ancora stato implementato il *market coupling* ai sensi del Regolamento CACM, e per la base infragiornaliera, alle frontiere con Austria e Francia nelle more dell'implementazione del single *intraday coupling* a livello europeo.

Coordinamento internazionale

Nel 2017, l'Autorità ha accresciuto il proprio impegno a livello internazionale, rafforzando l'attività di dialogo e di cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, e collaborando con le istituzioni europee e internazionali per contribuire a rimuovere gli ostacoli che impediscono o rallentano la condivisione di regole comuni in campo energetico. L'Autorità ha, altresì, promosso azioni tese a rafforzare il proprio ruolo di regolatore di riferimento nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo, che rappresentano aree geografiche di primaria importanza per il sistema energetico italiano, in virtù delle crescenti attività dei prossimi anni, in termini di nuovi investimenti in infrastrutture energetiche.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Considerata la nuova spinta europea a favore dell'integrazione energetica dei Balcani occidentali, nel 2017 si è assistito ad un rinnovato slancio a seguito del processo di Berlino¹⁵⁶ *Western Balkans 6 (WB6)*, che, tra i numerosi obiettivi, prevede quello di favorire lo sviluppo di meccanismi di *electricity day ahead market coupling* nei sei Paesi dei Balcani occidentali (Albania, Bosnia ed Erzegovina, Macedonia, Kosovo, Montenegro e Serbia).

In particolare, i Paesi coinvolti hanno concordato alcune *soft measures* da porre in essere per favorire lo sviluppo del mercato regionale, che prevedono la rimozione delle barriere legislative e regolatorie e il rafforzamento delle strutture istituzionali esistenti per il funzionamento del mercato, in linea con i principi dell'*acquis communautaire*.

¹⁵⁴ Delibera 764/2017/R/eel.

¹⁵⁵ Delibera 765/2017/R/eel.

¹⁵⁶ Avviato con la Conferenza degli Stati dei Balcani occidentali il 28 agosto 2014 a Berlino, il *Berlin Process* (indicato anche come *Western Balkan 6 Process-WB6*) è un'iniziativa diplomatica di cooperazione intergovernativa, promossa dal cancelliere tedesco Angela Merkel e finalizzata al futuro allargamento dell'Unione europea ai Paesi della regione balcanica.

Nel corso del 2017 TERNA (operatore di rete per la trasmissione elettrica), GME (Gestore dei mercati energetici) e, successivamente, anche il Ministero dello sviluppo economico hanno sottoscritto il *Memorandum of Understanding* (MoU), cui già nel 2016 i ministri dell'energia, i regolatori, i TSOs e le Borse elettriche dei Paesi parte del *Western Balkans* avevano aderito (l'Autorità aveva aderito già nel 2016). Il MoU non è legalmente vincolante ma rimanda a futuri accordi vincolanti per le parti; l'obiettivo finale consiste nell'integrare i mercati dei Paesi WB6 con i mercati degli Stati membri dell'Unione europea che aderiscono al progetto *Multi-Regional Coupling* (MRC), tra cui è compresa anche l'Italia.

Nel 2017 l'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB) ha rafforzato la sua già consolidata attività di monitoraggio della corretta implementazione dell'*acquis communautaire* nelle *Contracting Parties*. A tal proposito, è stato redatto un *report* sui poteri di *enforcement* dei regolatori dei Paesi dell'*Energy Community*, con l'intento di valutare la loro capacità di imporre sanzioni e restrizioni in caso di violazione di obblighi e misure previste dal terzo pacchetto energia.

A tal proposito il *Permanent High Level Group* ha formalmente adottato alcuni dei principali Codici di rete europei e le Linee guida¹⁵⁷, che saranno implementanti anche dalle *Contracting Parties*, integrando l'*acquis* esistente in materia di gas ed elettricità e che consentiranno ai Paesi dei Balcani di tenere il passo con gli sviluppi europei in materia di energia.

Parallelamente l'ECRB ha lavorato alla revisione dei modelli di bilanciamento nel settore elettrico, alla modifica delle tariffe gas di trasporto e delle regole di *interoperability* e all'individuazione di misure volte a contenere le perdite di sistema. Inoltre, sempre più rilevanti sono stati gli sforzi profusi per promuovere azioni a supporto dello sviluppo di attività di *empowerment* dei consumatori, attraverso il rafforzamento dei meccanismi di risoluzione delle controversie (*dispute settlement resolutions*) e le campagne informative di sensibilizzazione.

Infine, l'1 luglio 2017 i confini dell'*Energy Community* sono stati estesi alla Georgia, il cui regolatore (GNERC) è stato eletto nel successivo mese di dicembre quale nuovo Presidente del *Board* di ECRB per il prossimo biennio.

L'ECRB ha proseguito la sua collaborazione con altri organismi internazionali, tra cui MEDREG, con il quale ha organizzato, lo scorso 22 febbraio, a Vienna, il gruppo di lavoro congiunto sui consumatori, che ha trattato le tematiche relative a *complaint handling, dispute settlement and customer awareness*.

In riferimento all'attività svolta nell'ambito dell'*Electricity Working Group* (EWG), l'Autorità ha proseguito il suo impegno di coordinamento della *Task Force 1 – Wholesale Market Opening* sull'apertura dei mercati elettrici all'ingrosso nella regione balcanica. In particolare, l'Autorità ha aggiornato i regolatori balcanici, in merito all'attuazione del Regolamento (UE) 1222/2015 in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni (CACM) ed ha stimolato l'adozione di misure di implementazione anticipata di detto Regolamento anche tra le *Contracting Parties*. Nella riunione del 4 ottobre 2017 i regolatori riuniti in ECRB hanno approvato la

¹⁵⁷ Guideline on Congestion Management Procedures for gas;

Commission Regulation 2015/703 of 30 April 2015 establishing a Network Code on Interoperability and Data Exchange;

Commission Regulation 2016/631 establishing a Network Code on requirements for grid connection of generators in the Energy Community;

Commission Regulation 2016/1447 of 26 August 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of high voltage direct current systems and direct current-connected power park modules in the Energy Community;

Commission Regulation 2016/1338 of 17 August 2016 establishing a Network Code on Demand Connection in the Energy Community.

Recommendation on Harmonising Cross-Border Transmission Capacity Calculation e l'Electricity Balancing Report. Nella successiva riunione del 20 dicembre 2017, ECRB ha approvato il *Monitoring Report on South-East Europe Electricity Market e l'Electricity Transparency Report.*

Progetto Know Exchange Programme (KEP) "Central European Initiatives (CEI) Support for Strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans"

Nell'ambito delle attività relative all'area dei Balcani occidentali, è stato proposto all'Autorità dal Ministero degli esteri e della cooperazione internazionale (MAECI) e dall'Organizzazione internazionale l'Iniziativa Centro Europea – InCE¹⁵⁸, per attivare un progetto all'interno del Programma InCe /BERS (Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo) di cooperazione tecnica – *Know-How Exchange Programme (KEP)* a favore dei regolatori di Albania, Montenegro e Serbia. L'Autorità ha proposto di incentrare il progetto sull'implementazione di meccanismi di *market coupling* nei Paesi dell'area dei Balcani, per favorire la creazione di un mercato elettrico regionale e la sua integrazione con il mercato unico europeo. Tali azioni si inseriscono nel quadro del *Western Balkans 6 Process*.

Nei primi mesi del 2017 si sono svolti alcuni incontri bilaterali in Albania, in Serbia e in Montenegro, tra i rappresentanti dell'Autorità e i rappresentanti dei regolatori balcanici, nel corso dei quali è stata illustrata la proposta di progetto di integrazione dei mercati elettrici all'ingrosso.

Successivamente, nel maggio 2017 l'Autorità ha organizzato, a Roma, una riunione con i rappresentanti dei regolatori, delle Borse, dei TSOs di Albania, Italia, Montenegro e Serbia, per definire le *Linee guida* di implementazione del progetto e per discutere in via preliminare i meccanismi di *market coupling* da applicare alle frontiere dei quattro Paesi. Nel corso di questa riunione le Borse e i TSOs dell'area hanno deciso di costituire uno specifico gruppo di lavoro (AIMS – Albania, Italia, Montenegro e Serbia), che ha redatto un *Term of Reference*, inviato a fine 2017 ai regolatori, al fine di ottenere il sostegno che permetterà di favorire l'integrazione dei mercati elettrici nei Balcani.

Con la delibera 547/2017/A del 27 luglio 2017, l'Autorità ha approvato la propria partecipazione al progetto *KEP Know Exchange Programme - CEI – Central European Initiative Support for Strengthening Energy Regulatory Authorities in the Western Balkans*, che si focalizzerà sul trasferimento di conoscenze alle autorità di regolazione albanese, montenegrina e serba. Il progetto prevede l'organizzazione di 4 *workshop* tematici, che avranno luogo a rotazione nei Paesi coinvolti.

L'Autorità, con il Segretariato tecnico di InCE, si occuperà del coordinamento delle attività del progetto e, in collaborazione con GME e TERNA, implementerà le attività di *capacity building* per i quattro *workshop* tecnici.

Il primo *workshop* si è svolto a Roma il 26 gennaio 2018 e si è concentrato sui principi di base per l'implementazione dei meccanismi di *market coupling* nei Paesi beneficiari. Il secondo è stato organizzato a Tirana il 21 marzo 2018 e si è focalizzato sui meccanismi di *pre-coupling*.

Tutte le attività del progetto mirano a sviluppare le opportune capacità tecniche relative al processo di integrazione e al funzionamento dei mercati elettrici, ciò anche al fine di una migliore valutazione delle proposte dei TSOs e delle Borse coinvolte nel progetto di *coupling*.

¹⁵⁸ L'InCE è un *Forum* intergovernativo di cooperazione regionale che rappresenta per i Paesi aderenti non europei e appartenenti all'area balcanica una opportunità per acquistare standard comunitari. I membri attuali sono 18, tra cui dieci membri dell'Unione europea e otto extra Unione europea.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2017, l'Autorità ha mantenuto costante il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG (*Mediterranean Energy Regulators*), di cui è fondatrice e promotrice.

La 23° Assemblea Generale MEDREG ha avuto luogo il 24 maggio 2017 ed è stata ospitata dal regolatore greco (*Regulatory Authority for Energy – RAE*). Nel corso della riunione sono stati approvati i principali documenti tecnici elaborati dai gruppi di lavoro e la nuova strategia di comunicazione volta a consolidare il ruolo reputazionale e l'*accountability* dell'Associazione.

Il 29 novembre 2017 a Larnaca il regolatore cipriota (*Cyprus Energy Regulatory Authority - CERA*) ha offerto ospitalità alla 24° Assemblea Generale. Durante l'incontro è stato dato conto delle principali attività volte a favorire l'integrazione dei mercati elettrici, tra cui la nuova versione del *Mediterranean Electricity Market Observatory Report* (MEMO), che include i principali aggiornamenti relativi al livello di integrazione dei mercati regionali e sub-regionali del Mediterraneo.

Per il settore del gas naturale, a seguito delle indicazioni fornite nel corso dell'Assemblea Generale di Atene, è stato attribuito il mandato al Segretariato MEDREG di verificare e di facilitare la creazione di un'Associazione dei *Gas System Operators* (GSOs) dell'area del Mediterraneo, contribuendo all'avvio della cooperazione tra gli operatori gas del Mediterraneo. Attraverso tale piattaforma gli operatori di trasporto gas potrebbero sostenere lo scambio di informazioni, facilitare l'integrazione dei sistemi del gas del Mediterraneo e favorire la sicurezza dell'approvvigionamento nella regione. A tal proposito, si sono riuniti l'1 febbraio 2018, a Milano, i rappresentanti delle reti di trasporto di Defa (Cipro), Desfa (Grecia), Empl-Metragaz (Marocco), Enagas (Spagna), GRTgaz (Francia), Ingi (Israele), *Jordanian Egyptian*, Fajr (Giordania), Plinacro (Croazia), Plinovodi (Slovenia), REN (Portogallo), SNAM (Italia), *The Energy and Water Agency - Government of Malta* (Malta).

MEDREG ha organizzato nel mese di dicembre 2017, a Tunisi, su richiesta del Ministero dell'energia tunisino, un *workshop* su *European rules for interconnections*, per fare il punto sullo stato dell'arte delle interconnessioni nel Mediterraneo e sulla gestione delle interconnessioni transfrontaliere, con particolare riferimento ai casi dei PCI (*Project of Common Interest*) europei. Al *training* hanno partecipato i rappresentanti di regolatori (CRE-Francia e ARERA-Italia) e dei TSO europei (Terna-Italia e REE-Spagna), dei MED-TSO (*Mediterranean System Operators*), di istituti finanziari (*World Bank*) e della Commissione europea.

In vista della scadenza del *service contract* della Commissione europea, che ha finanziato l'associazione dall'1 ottobre 2013 al 31 dicembre 2017, è stato sottoscritto, nel mese di dicembre 2017, tra la Commissione europea e MEDREG, un nuovo finanziamento - *Grant Contract* - per un periodo di due anni (2018-2019).

Anche nel corso del 2017, l'Autorità ha continuato ad assicurare il proprio supporto al Segretariato MEDREG, estendendo l'accordo di ospitalità fino al 31 dicembre 2019. Si evidenzia in particolare:

- il *Working Group* Elettricità (ELE WG), copresieduto dal regolatore francese (CRE) e da quello algerino (CREG), con la vice-presidenza del regolatore greco (RAE), ha visto nel corso del 2017 la partecipazione dell'Autorità principalmente ai lavori sui rapporti con l'associazione dei gestori di rete del mediterraneo, MED-TSO. In particolare, i regolatori e i gestori di rete hanno avviato un'attività di cooperazione finalizzata a definire i principi generali e le metodologie per l'allocazione dei costi e dei rischi connessi ai progetti di investimento in capacità di interconnessione transfrontaliera (*Cross Border Cost Allocation*). L'Autorità italiana ha, inoltre,

contribuito al Rapporto dell'Osservatorio sul mercato elettrico mediterraneo (MEMO) in fase di finalizzazione.

- Il *Working Group* Fonti rinnovabili (RES WG), co-presieduto dal regolatore spagnolo (CNMC) e da quello egiziano (EgyptERA), con la vicepresidenza del regolatore cipriota (CERA), ha concentrato il suo lavoro sull'elaborazione del nuovo *Benchmarking Report* per il 2017, relativo all'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile nei Paesi del Mediterraneo e all'attività svolta congiuntamente con il gruppo elettricità sullo sviluppo delle *smart grids* nel Mediterraneo.
- Il *Working Group* Consumatori (CUS WG), copresieduto dal regolatore giordano (EMRC) e da quello maltese (REWS), con la vice-presidenza del regolatore algerino (CREG), ha elaborato lo studio sulle *Best practices to enhance consumers' engagement*, che fornisce informazioni qualitative ed esempi concreti di pratiche di coinvolgimento dei consumatori, al di là del ruolo delle associazioni dei consumatori. I membri di MEDREG hanno selezionato un numero di casi studio e di esempi, cominciando dalle questioni più rilevanti e interessanti sollevate nel *Survey on Consumers Associations*. Inoltre, il gruppo ha lavorato sulle metodologie di risoluzione delle controversie applicate nei Paesi membri; al fine di comparare le pratiche in essere al riguardo nel Mediterraneo e nei Balcani, lo scorso 22 febbraio, si è svolto un gruppo di lavoro congiunto tra ECRB e MEDREG.

Nell'ambito di MEDREG nel corso del 2017 è proseguita l'attività delle piattaforme energetiche promosse dalla Commissione europea, come illustrato di seguito.

- **Piattaforma Elettricità.** L'Autorità è coinvolta come membro attivo di MEDREG, che ha continuato a collaborare con Med-TSO nell'ambito del programma di lavoro che concerne l'implementazione della piattaforma euro-mediterranea per il settore elettrico *Regional Electricity Market Platform (REM)*. In particolare, MEDREG ha ultimato il *Mediterranean Regulatory Outlook*, che contribuirà a fornire una visione completa dei quadri regolatori dei Paesi MEDREG, mentre Med-TSO sta finalizzando lo studio sullo stato dell'arte delle linee di interconnessione nel Mediterraneo. Infine, MEDREG sta supportando Med-TSO nell'attività volta a definire i criteri per la gestione dell'allocazione della capacità transfrontaliera delle interconnessioni elettriche nel Mediterraneo, fornendo informazioni dal punto di vista regolatorio. Nell'ambito delle attività della piattaforma REM si è tenuto al Cairo, il 18 ottobre 2017, l'*Union for the Mediterranean (UfM) Energy and Climate Business Forum*. Questo Forum ha riunito rappresentanti dei governi, delle imprese e del settore finanziario per individuare opportunità di cooperazione e meccanismi per una transizione energetica con un focus speciale sulle energie rinnovabili. Nel corso della riunione annuale dello scorso 31 gennaio 2018, MEDREG ha informato sulle attuali e principali sfide energetiche nei Paesi del Mediterraneo, con particolare con riferimento alle possibilità di investimento nelle fonti di energia rinnovabili.
- **Piattaforma per le Fonti Rinnovabili e l'Efficienza Energetica.** Questa piattaforma intende promuovere le misure per il contrasto al cambiamento climatico che, al contempo, siano in grado di contribuire allo sviluppo socio economico della regione, creando nuovi posti di lavoro e garantendo un accesso sicuro e affidabile alle risorse energetiche. Tra le iniziative condotte nel corso del 2017, si annovera un esteso programma di *capacity building*, di condivisione di dati e di esperienze nell'implementazione di programmi di sviluppo della *green economy*, di creazione di *network* di esperti e di promozione e stimolo degli investimenti. Principali animatori della piattaforma sono RECREEE (*Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency*) e MEDENER (*Mediterranean Association of the National Agencies for Energy*

Conservation) Con quest'ultima organizzazione MEDREG ha organizzato un workshop, il 23 novembre 2017 a Bruxelles, dal titolo *Regulators and Agencies for Energy Conservation to work hand in hand towards regional cooperation and sustainable energy transition*.

Cooperazione nell'ambito dell'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE): il Network of Economic Regulators (NER)

Nel 2017 è stata confermata la nomina dell'Autorità come membro del *Board* del *Network of Economic Regulators* (NER). Una delle principali attività cui si è dedicato il NER è stata la revisione della *governance* dei regolatori. Utilizzando la metodologia PAFER (*Performance Assessment for Economic Regulators*), messa a punto dal NER, un gruppo di esperti di alto livello in cui era rappresentata anche l'Autorità, di concerto con il Segretariato OCSE, ha analizzato la *governance* di quattro regolatori sotto il profilo del ruolo e degli obiettivi assegnati, della disponibilità di risorse umane e finanziarie, dei processi interni a garanzia di una gestione efficiente e della qualità della regolazione e dei metodi di valutazione delle performance del regolatore e dei settori di competenza, proponendo suggerimenti e raccomandazioni per superare alcune delle criticità rilevate.

Altro rilevante tema dibattuto ha riguardato l'aggiornamento degli indicatori della regolazione (*OECD Product Market Regulation indicators*), con cui vengono misurati i processi regolatori e alcuni aspetti della *governance* dei regolatori, quali per esempio l'indipendenza, l'*accountability*, i ruoli e gli obiettivi. Inoltre, è stato presentato un nuovo approccio per la protezione dei consumatori, al fine di aumentare la soddisfazione degli utenti e di implementare un efficace meccanismo di risoluzione delle controversie, e un nuovo progetto sull'utilizzo di queste tecniche per promuovere la sicurezza nell'uso dei vettori energetici. È stato poi affrontato il tema della definizione dei principi di corretta interfaccia tra regolatori e *stakeholders*. Nel corso di una consultazione pubblica, sono emerse alcune questioni che necessitano di un approfondimento, quali la definizione stessa di *stakeholder*, il confronto pubblico come parte integrante del processo di regolazione, l'interfaccia coordinata e sistematica delle prime fasi di sviluppo della regolazione.

A conclusione del lavoro svolto sull'indipendenza dei regolatori avviato nello scorso anno, è, infine, stato presentato il rapporto finale *Creating a Culture of Independence: Practical Guidance against Undue Influence*, che intende fornire pratiche indicazioni per assicurare un'effettiva indipendenza dei regolatori. Le raccomandazioni sono articolate sotto forma di *checklist*, suddivisa in cinque argomenti (chiarezza di ruolo, trasparenza e *accountability*, autonomia finanziaria, indipendenza del *Board* e comportamento delle risorse) relative alla *governance* interna ed esterna.

A margine delle riunioni del NER, il Segretariato OCSE ha organizzato due seminari con il Club des Régulateurs, presso l'Università Paris Dauphine: uno sulla cooperazione regionale tra regolatori e l'altro sulla relazione tra i regolatori indipendenti e i giudici amministrativi.

3.1.5 Conformità alla normativa comunitaria

Nell'anno appena trascorso non sono state adottate decisioni giuridicamente vincolanti da parte dell'Agenzia o della Commissione a cui l'Autorità ha dovuto dare attuazione ai sensi dell'articolo 37.1.d) della direttiva 72/2009/CE. Per quanto riguarda le competenze e i poteri del Regolatore ai sensi della normativa vigente, si rimanda a quanto riportato nella Relazione 2013 e alle novità normative riportate nel paragrafo 2.

3.2 Promozione della concorrenza

3.2.1 Mercati all'ingrosso

La tavola 3.9 mostra il bilancio dell'energia elettrica in Italia nel 2017 a confronto con quello dell'anno precedente, di fonte Terna.

La domanda elettrica è risultata in aumento dopo la flessione dell'anno precedente. Si è infatti registrato, rispetto al 2016, un incremento del 2,2%, dovuto agli effetti climatici e alla ripresa economica. A soddisfare la domanda è stata la produzione nazionale che è aumentata del 2% e ha coperto, come nel 2016, l'89% del fabbisogno nazionale. Rispetto all'anno precedente risultano ancora in diminuzione sia l'energia elettrica importata (-0,7%), sia quella esportata (-16,6%), con un saldo di energia scambiata con l'estero in aumento del 2,0%. Si sono ridotte le importazioni dalla Francia, essenzialmente a causa dell'indisponibilità delle centrali nucleari francesi che si è protratta fino alla prima metà del 2017, così come quelle dalla Slovenia, mentre sono cresciuti i flussi provenienti dalla Svizzera.

Tavola 3.9 Bilancio di Terna dell'energia elettrica in Italia nel 2016 e nel 2017

TWh

	2016	2017	VARIAZIONE
Produzione lorda	289,8	295,8	2,1%
Servizi ausiliari	10,1	10,6	5,2%
Produzione netta	279,7	285,3	2,0%
Ricevuta da fornitori esteri	43,2	42,9	-0,7%
Ceduta a clienti esteri	6,2	5,1	-16,6%
Destinata ai pompaggi	2,5	2,5	0,4%
Disponibilità per il consumo	314,3	320,5	2,2%

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna.

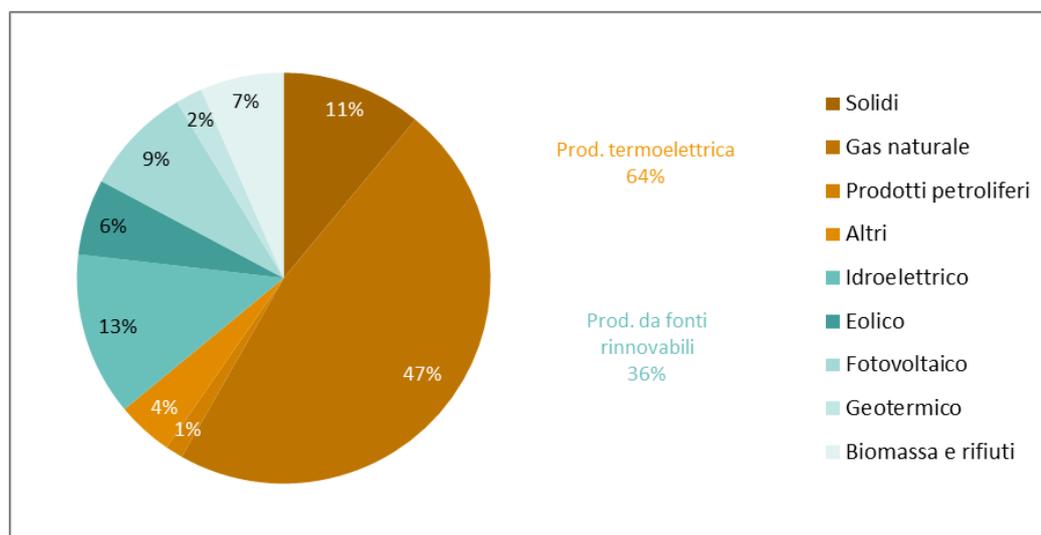
Dopo anni di continue contrazioni, per il terzo anno consecutivo la produzione nazionale lorda è aumentata passando dai 289,8 del 2016 ai 295,5 TWh del 2017 (+2,1%).

L'incremento è praticamente imputabile per intero alla produzione termoelettrica, che rispetto all'anno precedente ha fatto registrare un aumento del 5%. Come già nel 2016, è la produzione di fonte gas naturale a essere aumentata in maniera significativa (+10,5%), mentre per tutte le altre fonti si registra una diminuzione rilevante, specialmente nel caso dei solidi (-9%) e degli altri combustibili (-7,4%). Risulta più contenuta la contrazione relativa ai prodotti petroliferi (-1,7%), sia rispetto all'utilizzo delle altre fonti, sia relativamente all'anno precedente, quando si era registrata una diminuzione del 26,6% sul 2015.

La produzione da fonte rinnovabile è diminuita del 3,3%, con un calo significativo nella produzione idroelettrica (-14,8%) dovuto alla scarsa idraulicità. Secondo studi del Consiglio Nazionale delle Ricerche, il 2017 è stato l'anno in cui le precipitazioni hanno toccato il minimo storico degli ultimi due secoli. Il calo di produzione idroelettrica è stato in parte compensato dall'aumento del 14% di produzione fotovoltaica. Risulta, invece, sostanzialmente stabile la produzione eolica e leggermente in diminuzione sia quella geotermica, sia quella da biomasse e rifiuti.

A fronte di queste dinamiche, nel 2017 la fonte gas ha assicurato quasi la metà (47%) della produzione lorda (Figura 3.3), una quota che non si registrava dal 2009, dopo anni di continuo calo e una prima ripresa già nel 2016.

Figura 3.3 Produzione lorda per fonte nel 2017



Fonte: Terna, dati provvisori.

Tavola 3.10 Sviluppo del mercato all'ingrosso

ANNO	RICHIESTA ^(A) (TWh)	DOMANDA DI PUNTA (GW)	CAPACITÀ NETTA INSTALLATA (GW)	GRUPPI SOCIETARI CON QUOTA >5% NELLA GENERAZIONE NETTA	QUOTA % DEI PRIMI 3 GRUPPI NELLA GENERAZIONE NETTA
2001	304,8	52,0	76,2	4	70,7
2002	310,7	52,6	76,6	3	66,7
2003	320,7	53,4	78,2	4	65,9
2004	325,4	53,6	81,5	5	64,4
2005	330,4	55,0	85,5	5	59,4
2006	337,5	55,6	89,8	5	57,1
2007	339,9	56,8	93,6	5	54,7
2008	339,5	55,3	98,6	5	52,0
2009	320,3	51,9	101,4	5	50,6
2010	326,2	56,4	106,9	5	48,2
2011	332,3	56,5	118,4	4	43,6
2012	325,5	54,1	124,2	3	41,2
2013	316,0	53,9	124,7	3	39,1
2014	308,2	51,6	121,8	3	41,2
2015	315,0	60,5	118,3	3	40,1
2016	311,8	56,1	114,2	4	43,9
2017 ^(B)	318,0	56,6	113,9	5	45,2

(A) Al netto dell'energia destinata ai pompaggi e al lordo delle perdite di rete.

(B) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Terna e Indagine annuale sui settori regolati.

In termini di quota sul totale della produzione da rinnovabili, tra il 2016 e il 2017 l'idroelettrico ha visto un calo (dal 38,6% al 35,7%) a favore del fotovoltaico (passato dal 20,1% al 23,7%) e dell'eolico (passato dal 16,1% al 16,6%), mentre le altre fonti rimangono sostanzialmente costanti.

A parte Enel ed Engie, che hanno avuto una leggera flessione della propria quota di mercato (rispettivamente -1,6% e -0,8%), tutti gli altri gruppi societari hanno registrato quote praticamente stabili o in aumento rispetto all'anno precedente. Tale situazione riguarda i gruppi per cui è preponderante la quota di generazione termoelettrica, (per esempio il gruppo EPH, passato da 3,5% a 5,5% della generazione lorda, il gruppo Eni passato da 9,1% a 9,6%, Tirreno Power passata da 2,0% a 2,4% e Sorgenia da 1,5% a 2,2%) o che sono stati protagonisti di varie acquisizioni sul mercato (si pensi per esempio al gruppo A2A che, nei due anni presi a riferimento, è passato dal 5,3% al 6,3% della generazione lorda complessiva). L'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI) sulla generazione lorda, pari a 686, risulta in diminuzione rispetto al 2016, quando era pari a 718. Nel novero dei gruppi societari con almeno il 5% della generazione netta è entrato nel 2017 il gruppo ceco Energeticky a Prumislavy Holding EPH (Tavola 3.10).

Come si è visto, il fabbisogno di energia elettrica ha registrato un aumento del 2% rispetto al 2016, portandosi a 320 TWh dai 314 TWh del 2016 (Tavola 3.9). La quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è rimasta invariata all'11,8% come nel 2016, perché anch'esso è cresciuto del 2% rispetto all'anno precedente, essendo salito a 37,8 TWh contro i 37 TWh del 2016. L'aumento del saldo estero è dovuto a una leggera contrazione (-0,7%) delle importazioni, che nel 2017 si sono fermate a 42,9 TWh, cui si è accompagnata una riduzione delle esportazioni (-16,6%) di circa un terawattora rispetto al 2016. Le esportazioni, infatti sono scese a 5,1 TWh dai 6,1 TWh registrati nell'anno precedente. Più in dettaglio, le importazioni sono rimaste più o meno allo stesso livello del 2016, ma rispetto a quell'anno abbiamo importato meno elettricità dalla Francia (-2%), essenzialmente a causa della chiusura delle centrali nucleari francesi che si è protratta fino alla prima metà del 2017, e dalla Slovenia (-8%), mentre sono cresciuti del 3% i flussi provenienti dalla Svizzera.

Nel 2017 è rimasta quindi la Svizzera il paese da cui proviene la maggior parte (54%) del nostro saldo estero. Un altro 34% dell'elettricità netta importata viene dalla Francia e il 15% dalla Slovenia. Dall'Austria ne arriva solo il 3%. Verso questi tre paesi (Slovenia, Francia e Austria) è da tempo operativo il *market coupling*.

Nel 2017 la potenza netta complessiva si è attestata sui 114 GW (Tavola 3.10), che si ripartisce tra un 45% di rinnovabile e un 55% di termoelettrica, mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 94,3 GW. Il picco di domanda si è avuto nel mese di agosto, quando il fabbisogno di potenza alla punta ha raggiunto 56,6 GW (56,1 GW nel 2016), mentre il picco invernale è stato pari a 54 GW (53,2 GW nel 2016). Rispetto alla punta massima assoluta per il sistema elettrico italiano, registrata nell'estate 2015 (pari a 60,5 GW) i dati di picco estivo e invernale 2017 sono rimasti comunque inferiori.

Con riferimento alla capacità netta installata, i gruppi con una quota di mercato superiore al 5% sono quattro: Enel (24,3%), A2A (7,9%), Edison (5,6%) ed Eni (5%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre gruppi è del 37,8% in leggera diminuzione rispetto al 2016 (38,3%). L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una lieve riduzione della concentrazione del mercato; infatti, il valore relativo al 2017 è pari 755, mentre era uguale a 761 nell'anno precedente.

Per quanto riguarda la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore), nel 2017 anche gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono rimasti 4, come nel 2016: Enel (28,1%), A2A (8,9%), Edison (6,1%) ed Eni (5,7%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità

detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 43%. L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2017 è pari a 994, in aumento rispetto al 2016 (967).

Per quanto riguarda la composizione societaria degli operatori di produzione che hanno partecipato alla rilevazione del 2017¹⁵⁹ sono detenute in prevalenza da persone fisiche (69,3%), quindi da società diverse (22,3%) ed enti pubblici (4,8%). Si conferma, pertanto, quanto già evidenziato negli anni passati relativamente all'ulteriore crescita delle imprese in carico a persone fisiche (nel 2015 51,6%, nel 2016 56,5%), mentre è scesa quella delle altre due tipologie di soci (dal 34,1% del 2015 al 30,6% del 2016 per le società diverse e dal 5,3% del 2015 al 5,0% del 2016 per gli enti pubblici). Relativamente alla provenienza dei soci che detengono quote del capitale sociale dei soggetti rispondenti si rileva come essa sia sostanzialmente italiana, visto che appena il 2,3% è di origine straniera, mentre la stessa quota nel 2016 era del 6,6%.

In Italia convivono molteplici meccanismi di incentivazione per gli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili. In particolare vi sono: tariffe incentivati di tipo *feed in tariff*¹⁶⁰, e strumenti incentivanti di tipo *feed in premium*¹⁶¹. Gli strumenti incentivanti hanno permesso l'incentivazione di una quantità di energia elettrica che nel 2017 si è attestata intorno ai 65 TWh, di poco inferiore ai 65,6 TWh del 2016, a un costo sceso per il 2017 di 1,5 miliardi di euro (da 13,6 a 12,1 miliardi di euro).

Con il venir meno del meccanismo dei certificati verdi, i costi derivanti dall'incentivazione delle fonti rinnovabili trovano copertura, in generale, tramite la componente tariffaria A_{SOS} . Questa componente, consente anche l'erogazione dei regimi commerciali speciali (prezzi minimi garantiti e scambio sul posto) e l'erogazione degli strumenti incentivanti previsti per la cogenerazione ai sensi del provvedimento Cip 6/92 e per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento alimentati da fonti non rinnovabili (limitatamente agli incentivi sostitutivi dei certificati verdi).

La struttura del mercato elettrico

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE) – a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato per i servizi di dispacciamento (MSD) – e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia.

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 giornaliere, 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) sia l'annullamento di

¹⁵⁹ Qui, come del resto in tutto il volume, le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione e fanno riferimento alla partecipazione diretta dei singoli soci nel capitale sociale dei produttori, senza quindi tener conto di alcuna partecipazione indiretta.

¹⁶⁰ *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.

¹⁶¹ *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.

flussi antieconomici¹⁶². Al momento permangono le aste esplicite per l'allocazione a livello mensile e annuale di parte della capacità.

A partire dal primo febbraio 2017, sono state create due nuove sessioni sull'MI: la MI6 e la MI7. Fino al 2016, infatti, 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 zonale¹⁶³.

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 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 e raccoglie le offerte sul Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) gestito da Terna. Nel novembre 2008, infatti, Borsa italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati, aventi come sottostante il PUN. Il GME ha quindi 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 brokeraggio) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE, relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico sottostante il contratto stesso.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2017 è aumentata la quantità di energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, in particolare nella prima metà dell'anno, raggiungendo il massimo livello degli ultimi cinque anni, pari a 292 TWh (+1,1% rispetto al 2016) (Tavola 3.11). Nelle singole zone si continuano a osservare dinamiche contrastanti: sono risultati in crescita gli acquisti delle zone centro-settentrionali (Nord +2,5%, Centro Nord +4,7%) e in calo quelli della zona Sud (-9,9%). Quasi ovunque si è osservato un rimpiazzo della generazione idroelettrica da parte degli impianti a ciclo combinato, in particolare al

¹⁶² 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.

¹⁶³ 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.

Nord (-12,3%), con conseguente rialzo dei loro costi variabili. I volumi scambiati sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 211 TWh (+4,3%), massimo livello registrato dal 2010, sostenuto in vendita dagli operatori non istituzionali nazionali ed esteri (+6,6%) e in acquisto dall'Acquirente unico (+26,6%), che per la prima volta negli ultimi anni soddisfa più del 90% del suo fabbisogno in borsa. Rimangono in flessione i programmi derivati dalle registrazioni sulla PCE degli scambi bilaterali *over-the-counter* (81 TWh, -6,2%), al loro minimo storico (Tavola 3.12).

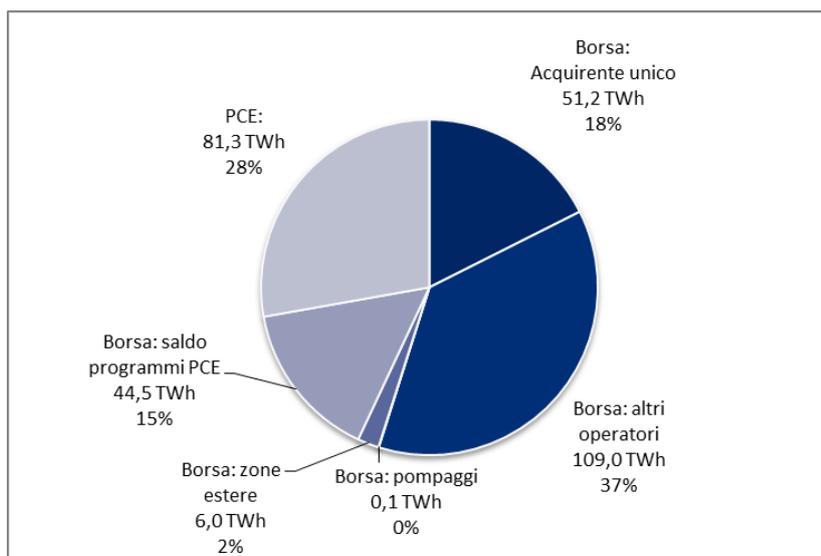
Tavola 3.11 Mercato dell'energia elettrica

TWh

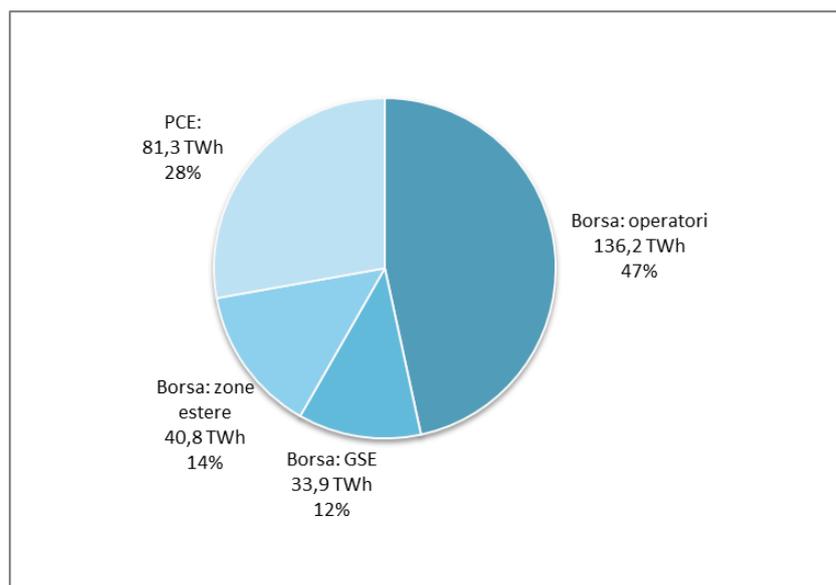
ANNO	CONTRATTAZIONI SUL MGP		
	Complessive	di cui Borsa	di cui bilaterali
2004	231,6	67,3	164,3
2005	323,2	203,0	120,2
2006	329,8	196,5	133,3
2007	330,0	221,3	108,7
2008	337,0	232,6	104,3
2009	313,4	213,0	100,4
2010	318,6	199,5	119,1
2011	311,5	180,4	131,1
2012	298,7	178,7	120,0
2013	289,2	206,9	82,3
2014	282,0	185,8	96,1
2015	287,1	194,6	92,5
2016	289,7	202,8	86,9
2017	292,2	210,9	81,3

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Figura 3.4 Composizione della domanda di energia elettrica nel 2017



Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Figura 3.5 Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2016

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Tavola 3.12 Contratti bilaterali sul MGP

TWh

CONTRATTI	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Contratti bilaterali	131,1	120,0	82,3	96,1	92,5	86,9	81,3
Nazionali	148,8	146,9	156,8	162,5	143,5	134,9	125,7
<i>di cui Acquirente unico</i>	36,8	38,8	43,9	37,9	29,1	17,6	3,7
<i>di cui altri operatori</i>	112,0	108,1	112,9	124,6	114,4	117,3	122,0
Esteri	0,4	0,5	0,1	28,5	0,1	0,03	0,07
Saldo programmi PCE ^(A)	-18,1	-27,4	-74,6	-66,5	-51,0	-48,0	-44,5

(A) In ciascun periodo rilevante, è la differenza tra la somma dei programmi di immissione e la somma dei programmi in prelievo, provenienti dalla Piattaforma Conti Energia, registrati su MGP. Il saldo programmi PCE è anche pari alla somma algebrica dei saldi fisici dei conti energia (in immissione e in prelievo).

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Le operazioni di concentrazione nella generazione elettrica nel 2016

Nel 2017 si sono realizzate diverse operazioni societarie nell'ambito della generazione elettrica: il settore si presenta infatti particolarmente dinamico, con numerose cessioni e acquisizioni di impianti tra gli operatori. Anche i maggiori gruppi societari sono stati particolarmente attivi nel corso del 2017.

Il gruppo A2A, il quarto in Italia per contributo alla generazione lorda e il secondo nella generazione idroelettrica, ha acquisito le imprese Helios 1, Inthe 1, Inthe 2, TFV 1 e TV2, tutte specializzate nella produzione di energia fotovoltaica, mentre nel gruppo Enel è entrata Amec Foster Wheeler Power, che ha solo impianti da fonte eolica, assumendo la denominazione di Enel Green Power Sannio. Il gruppo Edison ha acquisito un impianto idroelettrico da Idrora, nonché le imprese Frendy Energy e Alfa Idro, anch'esse specializzate nella generazione idroelettrica, mentre il Parco Eolico Castelnuovo non fa più parte del gruppo.

Nel 2017 ha visto un riassetto anche il gruppo Engie, con l'impresa Fotovoltaico Sant'Anna che ha incorporato Sundream PL, mentre Engie Produzione ha incorporato Roselectra e Rosen-Rosignano

Energia (che qualche mese prima, sempre nel 2017, aveva ceduto l'impianto di produzione termoelettrica a Six Roses a seguito di una scissione parziale asimmetrica). Le tre imprese incorporate facevano già tutte parte del gruppo Engie, così come FRAVT (Fonti Rinnovabili Alta Valle Trompia) che, invece, è uscita dal gruppo.

Nell'ambito del gruppo Erg, si segnala l'incorporazione di Erg Renew in Erg Power Generation, mentre per Axpo Group l'acquisizione degli impianti da Trentino Innovazioni e da Moncada Energy Group, già appartenente a tale gruppo.

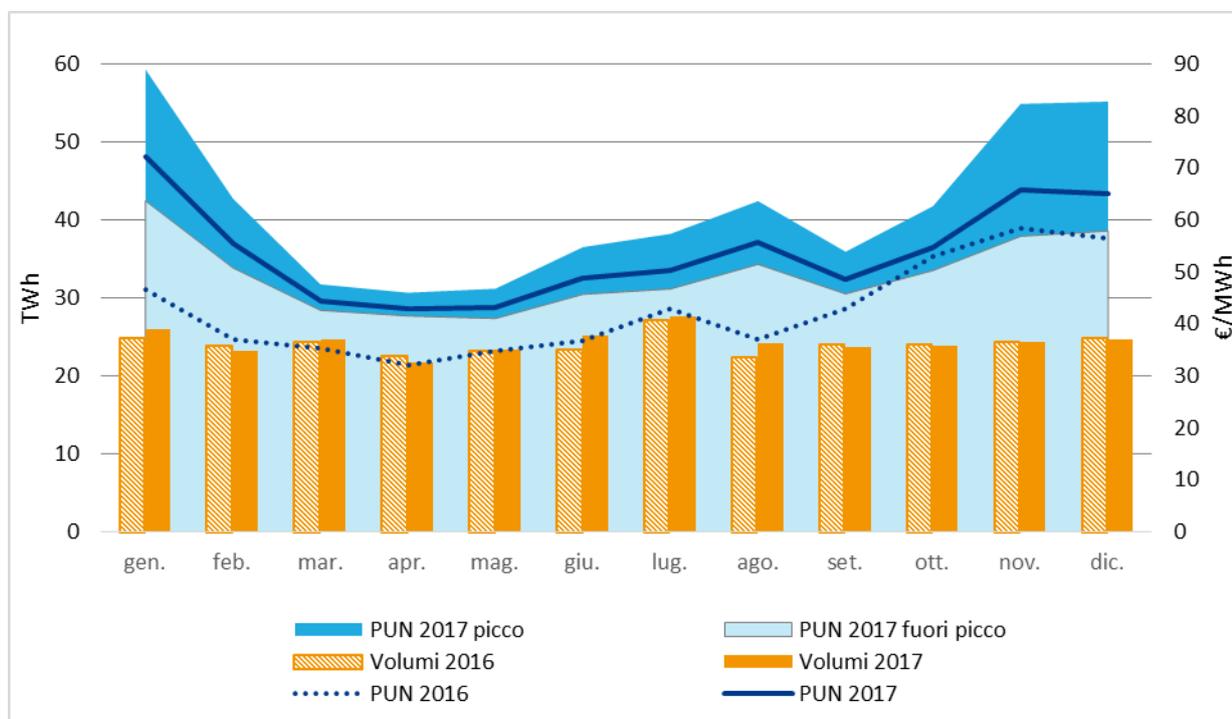
3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

Il mercato del giorno prima

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) nel 2017 si è ripreso dai livelli minimi del 2016, portandosi a 53,95 €/MWh (+26,1%), favorito da un rialzo dei costi dei combustibili, dal lieve incremento degli acquisti, dal maggior ricorso alla generazione termoelettrica e da minori importazioni dai più economici impianti nucleari francesi. Tale dinamica si riflette in tutti i mesi dell'anno e in tutti i gruppi di ore (Figura 3.6), attestandosi a 62,34 €/MWh (+28,9%) nelle ore di picco, a 49,58 €/MWh (+24,4%) nelle ore fuori picco e a 47,47 €/MWh (+23,1%) nelle ore dei giorni festivi (Figura 3.6).

Figura 3.6 Andamento mensile del PUN e dei volumi scambiati complessivi per il Sistema Italia

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



Fonte: GME.

Anche a livello zonale si è assistito a una ripresa dei prezzi dai minimi storici del 2016, con rialzi compresi tra il 23 e il 28%, e valori compresi tra i 49,80 €/MWh del Sud, che si conferma per il

nono anno consecutivo la zona con il prezzo più basso, e i 60,76 €/MWh della Sicilia. Quest'ultima torna a registrare una lieve crescita del suo differenziale con la zona Nord (6,35 €/MWh contro i 4,95 €/MWh dello scorso anno), nonostante il potenziamento del cavo Sorgente-Rizziconi. Nel suo primo anno di piena operatività, il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) registra 2.966 transazioni, concentrate soprattutto nella seconda metà dell'anno, per un totale di 3,9 TWh scambiati, con profilo prevalentemente *baseload* (90%). L'operatore istituzionale Acquirente unico è risultato il principale acquirente con oltre 3,7 TWh (95%). Relativamente ai prezzi negoziati, si registrano differenziali positivi e compresi tra +0,1 e +1,0 €/MWh rispetto al PUN.

Mercato a termine dell'energia

Il mercato a termine organizzato dal GME, relativamente ai prodotti standardizzati con consegna fisica (MTE), ha registrato nel 2017 un totale di 1,4 TWh negoziati, in aumento del 27% rispetto allo scorso anno (Tavola 3.13). La quota più rilevante dei volumi negoziati (MW) risulta di profilo *baseload* (87%), in particolare per la durata mensile (53%) e trimestrale (28%). Mediamente si sono registrati 12 abbinamenti al mese, che risultano maggiormente concentrati nei mesi di marzo, ottobre e novembre. Per il terzo anno consecutivo non si registra alcuna transazione bilaterale a soli fini di *clearing*.

Tavola 3.13 Volumi scambiati sul Mercato a termine

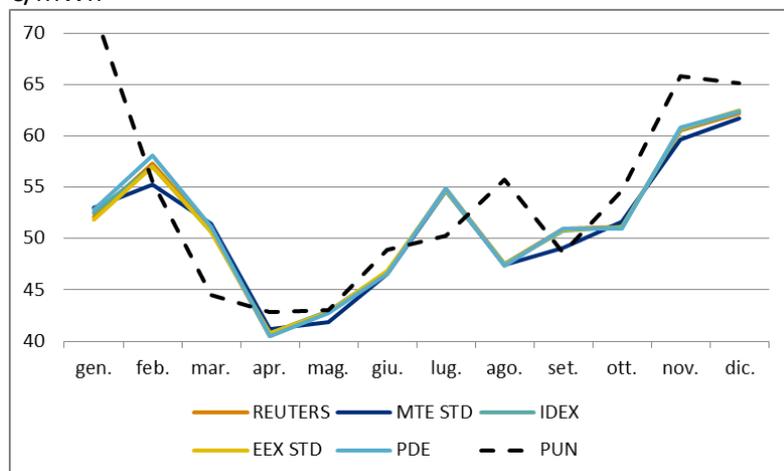
MWh

DURATA	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	VAR. 2016/2017	QUOTA
CONTRATTI (MW)	2.366	7.673	8.882	2.171	2.944	1.004	411	518	26%	100%
Baseload	1.146	5.563	8.253	679	2.829	899	323	449	39%	87%
Peakload	1.220	2.110	629	1.492	115	105	88	69	-22%	13%
VOLUMI (GWh)	6.285	31.667	30.358	7.996	18.402	5.087	1.069	1.356	27%	100%
Baseload	5.011	28.007	28.895	3.618	18.356	5.007	1002	1.335	33%	98%
Peakload	1.275	3.660	1.463	4.379	46	79	67	21	-69%	2%

Fonte: Elaborazione ARERA su dati GME.

Figura 3.7 Prezzi medi nel 2017 del prodotto *baseload* di durata mensile e scadenza nel mese successivo nelle diverse piattaforme di negoziazione

€/MWh



Fonte: Elaborazione ARERA su dati di diverse fonti.

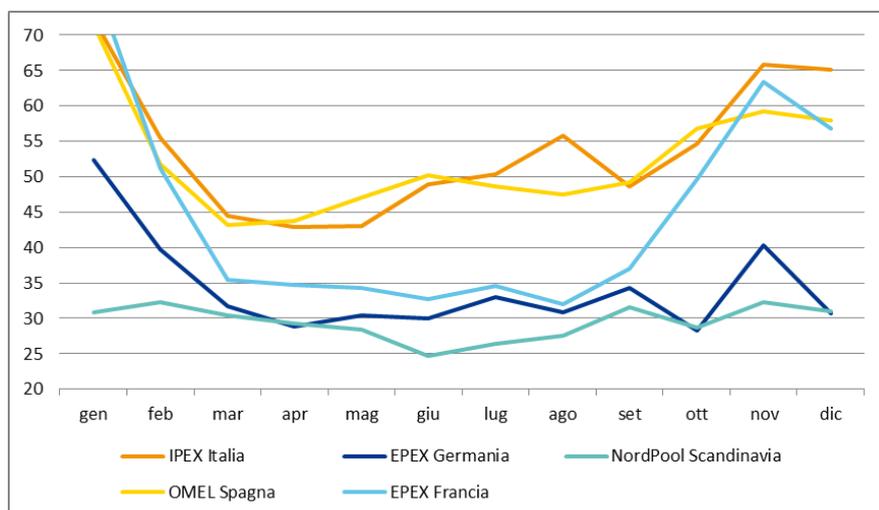
Osservando l'andamento delle quotazioni del prodotto a termine generalmente più liquido, ovvero il *baseload* mensile con scadenza nel mese immediatamente successivo (M+1), gli operatori hanno indicato per i mesi del 2017 prezzi compresi tra 41 e 62 €/MWh. Tale andamento risulta in linea con la tendenza registrata nel corso dell'anno dal sottostante PUN, con un ritardo di un mese al massimo nella convergenza del livello dei prezzi (Figura 3.7).

Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

In coincidenza con un generale aumento dei costi dei combustibili, il prezzo dell'energia elettrica sul mercato europeo ha segnato una ripresa dai bassi livelli del 2016 e confermato una sostanziale ripartizione in due macroregioni (Figura 3.8): quella settentrionale, composta da Scandinavia e Germania (29/34 €/MWh), e quella meridionale, formata da Italia, Spagna e Slovenia (49/54 €/MWh).

Figura 3.8 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2017

Valori medi *baseload*; €/MWh



Fonte: Elaborazione ARERA su dati delle Borse elettriche europee.

La Francia (45 €/MWh) risulta convergente all'uno o all'altro blocco in base a fenomeni stagionali e alla disponibilità degli impianti nucleari locali, spesso rimpiazzati dall'offerta termoelettrica italiana. In particolare, i rialzi di prezzo osservati in Francia a inizio e fine anno invertono i differenziali di prezzo attesi con l'Italia (tipicamente importatrice), permettendo numerose opportunità commerciali transfrontaliere, efficacemente concretizzate tramite il meccanismo ad asta implicita di *market coupling*. Risulta quindi in calo l'allineamento dei prezzi tra Italia e Francia (29%, -6 punti percentuali), con un aumento medio del loro differenziale (9 €/MWh, +3 €/MWh). Nel corso dell'anno il *market coupling* ha allocato sulla frontiera settentrionale mediamente ogni ora una capacità di 2,8 GWh in import (+330 MWh) e di 1,2 GWh in export (+101 MWh): l'aumento si è concentrato sul confine francese per le importazioni (2.185 MWh) e su quello sloveno per le esportazioni (358 MWh).

3.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Nel corso dell'anno 2017, l'Autorità ha proseguito i procedimenti prescrittivi avviati nel giugno 2016 con la delibera 342/2016/E/eel, in esito alle risultanze dell'attività di monitoraggio svolta ai sensi del TIMM e riguardante, in particolare, il periodo compreso tra gennaio 2015 e luglio 2016¹⁶⁴.

Al completamento della fase istruttoria, che ha visto il coinvolgimento di oltre cento utenti del dispacciamento in prelievo e in immissione, titolari di unità non abilitate a fornire servizi sul mercato per il servizio del dispacciamento (MSD), l'Autorità ha adottato più di cento provvedimenti prescrittivi, che impongono la restituzione degli importi indebitamente conseguiti tramite la regolazione economica dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo e di non arbitraggio. In particolare, l'Autorità ha contestato il mancato rispetto dei principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento¹⁶⁵. Gli importi oggetto dell'intervento prescrittivo andranno a riduzione del corrispettivo *uplift* a beneficio della generalità dei clienti finali¹⁶⁶.

Con tali provvedimenti prescrittivi, è stato inoltre garantito un supplemento di istruttoria agli operatori al fine di consentire la presentazione di ulteriori elementi fattuali utili per rivedere la loro posizione rispetto alle determinazioni della misura prescrittiva.

Nel periodo dicembre 2017 - aprile 2018, l'Autorità ha confermato 68 provvedimenti prescrittivi, rivedendo in alcuni casi l'applicazione dell'intervento prescrittivo al fine di tenere conto delle specificità operative che, sulla base della documentazione di dettaglio fornita dai soggetti interessati nonché dell'utilizzo di opportune metodologie statistiche, risultavano aver inciso sulla condotta di programmazione dai medesimi adottata nel periodo di indagine. In assenza dell'invio

¹⁶⁴ Come già illustrato nell'*Annual Report* dello scorso anno, il monitoraggio dei mercati all'ingrosso, compiuto ai sensi del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) (TIMM), aveva evidenziato che nel primo semestre 2016:

- alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di consumo o di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, sembravano aver adottato strategie di programmazione non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un operatore nell'ambito del servizio di dispacciamento;
- alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di produzione abilitate alla presentazione di offerte sull'MSD (c.d. "unità abilitate") e che erano usualmente dispacciate in esito ai mercati dell'energia, hanno registrato un programma di immissione al termine dell'MI pari a zero. Ciò era ascrivibile, in parte, alla riduzione dei prezzi osservata sui mercati dell'energia che aveva messo fuori mercato alcune di queste unità e, in parte, al fatto che i relativi utenti del dispacciamento sembravano aver adottato sui mercati sopracitati una strategia di trattenimento fisico (assenza di offerte) o economico (offerte a prezzi superiori a quelli di mercato). Per garantire l'esercizio in sicurezza della rete elettrica locale, Terna aveva dovuto disporre l'avviamento, sull'MSD, di alcune delle suddette unità di produzione, accettando le offerte di minimo presentate dai relativi utenti del dispacciamento a prezzi significativamente elevati. Ciò ha innalzato il valore del corrispettivo per l'approvvigionamento di risorse nell'MSD (c.d. *uplift*). L'accettazione sistematica delle offerte al minimo ha reso maggiormente prevedibile il segno di sbilanciamento, con ciò favorendo l'adozione da parte degli utenti del dispacciamento, titolari di unità di consumo e di unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, di strategie di programmazione non coerenti, che hanno amplificato gli effetti negativi sul funzionamento dei mercati elettrici.

Pertanto, il 24 giugno 2016 l'Autorità ha avviato con la delibera 342/2016/E/eel un procedimento per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e la valutazione di potenziali abusi, nei confronti di diversi utenti del dispacciamento che hanno messo in atto le condotte sopra descritte, volti a promuovere la concorrenza e a garantire il buon funzionamento dei mercati.

¹⁶⁵ Ai sensi di quanto previsto dall'art. 14, comma 6, della delibera 9 giugno 2006, n. 111/06.

¹⁶⁶ Come anticipato nella delibera 14 ottobre 2016, 575/2016/R/eel.

di tale ulteriore idonea documentazione da parte degli utenti di dispacciamento, alcuni procedimenti si sono conclusi direttamente con la quantificazione e successiva fatturazione da parte di Terna dei conguagli relativi alle partite economiche contestate.

La chiusura dei singoli procedimenti prescrittivi non ha precluso l'avvio di altrettanti procedimenti sanzionatori per violazione della disciplina del dispacciamento.

In 21 casi i procedimenti prescrittivi si sono conclusi, invece, con un'archiviazione che, in 11 casi, ha anche escluso ogni conseguenza di natura sanzionatoria.

La delibera 342/2016/E/eel aveva anche prospettato l'adozione di misure di regolazione asimmetrica nei confronti di alcuni utenti del dispacciamento, titolari di unità di produzione abilitate alla presentazione di offerte su MSD, che risultavano aver adottato strategie di trattenimento di capacità sullo stesso MSD nel secondo trimestre 2016, costringendo Terna ad accettare offerte di minimo tecnico a prezzi particolarmente elevati.

In seguito alle segnalazioni del GME e di Terna, che avevano evidenziato variazioni nel comportamento di offerta di altri utenti del dispacciamento, l'Autorità ha avviato¹⁶⁷ nuovi procedimenti individuali nei confronti di tali soggetti.

A valle degli approfondimenti svolti, l'Autorità aveva anche segnalato¹⁶⁸ all'Autorità garante della concorrenza e del mercato (AGCM), ai sensi della normativa nazionale ed europea, la potenziale violazione della disciplina della concorrenza da parte di alcuni utenti del dispacciamento titolari di unità produttive abilitate all'MSD. In seguito a tale segnalazione, l'AGCM ha così avviato nel settembre 2016 due istruttorie nei confronti, rispettivamente, delle società Enel Produzione e Sorgenia per accertare l'esistenza di un possibile abuso di posizione dominante ai sensi della normativa nazionale sulla concorrenza¹⁶⁹ o del Trattato sul Funzionamento dell'Unione europea¹⁷⁰. Le suddette istruttorie si sono concluse nel mese di maggio 2017 senza l'accertamento dell'illegittimità delle condotte e con l'accettazione, da parte dell'AGCM, degli impegni presentati da Enel produzione al fine di autolimitare la redditività del proprio impianto di produzione nell'area di Brindisi. Successivamente, l'Autorità ha accolto¹⁷¹ l'istanza di Enel Produzione di ammissione al regime di reintegrazione dei costi relativa all'impianto di Brindisi, per l'anno 2018, in applicazione dell'impegno presentato all'AGCM.

Con i primi provvedimenti prescrittivi in materia di sbilanciamenti non diligenti, l'Autorità, anche al fine di fornire un quadro certo e chiaro a tutti i numerosi operatori coinvolti, ha escluso l'ipotesi di violazione dell'art. 5 del Regolamento UE 1227/2011 (c.d. REMIT) che aveva formulato in sede di avvio dei procedimenti individuali.

Remit

In tema di monitoraggio dei mercati all'ingrosso va segnalata anche l'attività svolta per l'implementazione del REMIT entrato pienamente nella sua fase attuativa a livello europeo e nazionale.

¹⁶⁷ Con la delibera 4 agosto 2016, 459/2016/E/eel.

¹⁶⁸ Con la delibera 6 settembre 2016, 477/2016/E/eel.

¹⁶⁹ Cioè di una violazione dell'art. 3, lettera a), della legge n. 287/90.

¹⁷⁰ Cioè di una violazione dell'art. 102, lettera a), del Trattato.

¹⁷¹ Con la delibera 28 dicembre 2017, 928/2017/R/eel.

Nel corso del 2017, l’Autorità ha iniziato ad accedere ai dati raccolti centralmente dall’Agenzia per la cooperazione dei regolatori dell’energia (ACER), ai sensi dell’articolo 8 del REMIT (c.d. *data sharing*) e al sistema di gestione dei casi REMIT (c.d. *Case Management Tool*) predisposto dalla medesima agenzia.

Inoltre, ha confermato il proprio contributo fattivo ai gruppi di lavoro sia in ambito ACER sia in ambito CEER, al fine di promuovere un approccio coordinato nell’implementazione del regolamento REMIT, contribuendo a:

- l’aggiornamento costante del *Market Monitoring Handbook*, manuale a uso interno dell’ACER e dei regolatori volto a promuovere la cooperazione e il coordinamento nella gestione dei casi REMIT;
- la condivisione di strumenti, metodologie e mezzi per la sorveglianza dei mercati all’ingrosso, nonché delle problematiche relative al coordinamento dei casi di potenziale abuso di mercato di dimensione transfrontaliera;
- il monitoraggio dell’evoluzione della normativa finanziaria e il contributo alla formazione delle posizioni CEER-ACER negli ambiti rilevanti per il corretto funzionamento dei mercati dell’energia.

3.2.2 Mercati al dettaglio

Nel 2017, in base ai dati pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati pari a circa 302 TWh, in crescita del 2,2% rispetto a quelli del 2016. La tavola 3.14 descrive la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

Tavola 3.14 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore finale

TWh

SETTORE PRODUTTIVO	2014	2015	2016	2017
Domestico	64,3	66,2	64,3	65,5
Agricoltura	5,4	5,7	5,6	6,0
Industria	122,5	122,4	122,7	125,5
Terziario	98,9	102,9	102,9	104,9
TOTALE	291,1	297,2	295,5	301,9

Fonte: Terna.

Nell’ambito dell’Anagrafica operatori dell’Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2017 (anche per un periodo limitato dell’anno) l’attività di vendita di energia elettrica 132 soggetti nel mercato di maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 564 nel mercato libero. Nel 2016 i venditori erano pari a 131 nella maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 542 nel mercato libero. Il numero di soggetti esercenti la maggior tutela è apparentemente salito di un’unità rispetto al 2016, ma soltanto a causa del fatto che Eni ha ceduto l’attività di vendita di maggior tutela alla propria controllata Eni Gas e Luce a partire dall’1 luglio 2017. Pertanto, per la prima metà dell’anno la gestione dell’attività risulta in capo a Eni, mentre per la seconda metà è in capo a Eni Gas e Luce. Il numero di venditori di energia elettrica è, quindi, cresciuto nel 2017 di 22 unità sul mercato libero. Il trend di espansione nel segmento della vendita perdura quasi ininterrottamente dal 2008.

All'Indagine annuale dell'Autorità hanno risposto 128 (cioè quasi tutti) soggetti che esercitano il servizio di maggior tutela e 470 (cioè l'83% di 564) imprese che vendono elettricità nel mercato libero. Di queste, 60 hanno dichiarato di essere rimaste inattive per tutto il corso dell'anno. Di conseguenza, sono 410 le imprese risultate attive nel mercato libero che hanno risposto all'Indagine annuale.

La tavola 3.15 presenta la ripartizione delle vendite finali di energia elettrica (al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete) insieme al numero totale dei clienti¹⁷² per tipologia di mercato, determinata sulla base dei dati dell'Indagine annuale dell'Autorità forniti dagli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori del mercato libero. I dati di vendita raccolti dall'Autorità (considerati unitamente agli autoconsumi) sono rappresentativi di una popolazione che riflette il 93%¹⁷³ dei consumi finali stimati da Terna, il gestore delle rete elettrica.

Tavola 3.15 Mercato finale della vendita di energia elettrica

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2016	2017	VAR. %	2016	2017	VAR. %
Mercato di maggior tutela	52.693	49.979	-5,2%	23.338	21.455	-8,1%
Domestico	35.058	33.495	-4,5%	19.619	18.083	-7,8%
Non domestico	17.635	16.484	-6,5%	3.718	3.371	-9,3%
Servizio di salvaguardia	4.224	4.309	2,0%	90	91	1,9%
Mercato libero	197.130	202.140	2,5%	13.968	15.349	9,9%
Domestico	22.073	24.256	9,9%	10.278	11.449	11,4%
Non domestico	175.058	177.884	1,6%	3.690	3.901	5,7%
MERCATO FINALE	254.047	256.428	0,9%	37.395	36.895	-1,3%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I risultati dell'Indagine annuale (come di consueto, da considerarsi provvisori per il 2017) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 256,5 TWh a poco meno di 37 milioni di clienti. Complessivamente i consumi di energia risultano aumentati dello 0,9% rispetto al 2016, mentre i consumatori sono diminuiti dell'1,3%. Come succede ormai da diversi anni, il servizio di maggior tutela si è ulteriormente ristretto, ma la sua caduta è stata più che compensata dalla crescita del mercato libero e del servizio di salvaguardia: entrambi si sono infatti espansi sia in termini di clienti serviti, sia di energia venduta. La crescita complessiva è stata sostenuta più dai consumi delle famiglie che non da quelli del settore non domestico; viceversa, si sono persi più clienti nel settore non domestico rispetto a quelli persi nel settore domestico.

Più precisamente, le famiglie italiane hanno acquistato complessivamente 57,8 TWh contro i 57,1 TWh del 2016, registrando quindi una crescita dell'1,1%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico ha evidenziato un aumento, avendo raggiunto 198,7 TWh dai precedenti 196,9 TWh. La

¹⁷² Approssimato dal numero dei punti di prelievo sempre conteggiati secondo il criterio del *pro die* (cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti).

¹⁷³ Per ottenere la percentuale indicata occorre sommare ai consumi finali dell'Indagine esposti nella tavola 3.15 i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi propri e di gruppo, oltre che di vendite a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione che non sono inclusi nella tavola stessa.

risalita dei consumi non domestici pare aver perso ritmo: al 3,4% ottenuto nel 2015, infatti, sono seguiti uno 0,1% del 2016 e lo 0,9% del 2017.

Considerando tutte le tipologie di clienti (domestici e non domestici), 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 rimasta sostanzialmente invariata. In un mercato finale che complessivamente si è ampliato di 2,4 TWh, i volumi di vendita del mercato tutelato si sono ridotti di 2,7 TWh (-5,2% rispetto al 2016), mentre il mercato libero ha guadagnato 5 TWh rispetto all'anno precedente (2,5%) e nel regime di salvaguardia le vendite sono cresciute di 0,1 TWh.

Il numero dei consumatori risulta diminuito nel 2017 di circa 500.000 unità e, per la prima volta dal 2013, risulta tornato sotto i 37 milioni di unità (ma occorre ricordare che i dati del 2017 sono provvisori e che questo calo potrebbe essere influenzato dal numero di imprese che non ha risposto all'Indagine annuale). La riduzione dei punti di prelievo è stata numericamente più ampia tra le famiglie, scese di 365.000 unità, rispetto a quella evidenziata dal settore non domestico, dove i punti sono diminuiti di 135.000 unità rispetto al 2016. In un contesto di riduzione complessiva, prosegue il percorso di spostamento dei consumatori verso il mercato libero: a fronte di 1 milione e 536.000 punti di prelievo domestici persi nel mercato tutelato rispetto al 2016, il libero infatti ne registra 1 milione e 171.000 in più.

Il consumo medio unitario delle famiglie nel mercato tutelato è più basso rispetto a quello delle famiglie che acquistano l'energia nel mercato libero: 1.852 kWh/anno contro 2.119 kWh/anno, ma il differenziale nel 2017 si è ridotto rispetto a quello evidenziato nel 2016, a causa della crescita (+65 kWh) del consumo medio unitario delle famiglie servite in tutela e della contemporanea lieve diminuzione (-29 kWh) del consumo medio unitario delle famiglie nel mercato libero.

Nel 2017 il servizio di salvaguardia si è leggermente ampliato: l'energia venduta è cresciuta del 2% (+0,1 TWh), anche se l'aumento è stato decisamente inferiore a quello dei due anni precedenti (quando era cresciuto, rispettivamente, del 10,7% e del 17,4%); il numero di clienti serviti è aumentato di circa 2.000 unità. Come si vedrà più in dettaglio nel 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 i clienti allacciati in bassa e in media tensione.

Come si è detto poco sopra, anche l'elettricità fornita sul mercato libero nel 2017 ha evidenziato una crescita: con 202 TWh venduti, infatti, il livello delle vendite è salito del 2,5% rispetto al 2016. Il numero dei clienti complessivamente serviti è cresciuto di 1,4 milioni di unità, più nel settore domestico (+11,4%) che nel settore non domestico (+5,7%). Il consumo medio unitario si è quindi abbassato di un altro 7%. Tale fenomeno accade ormai da molti anni: dai 25.500 kWh/anno del 2011, nel 2017 è sceso a 13.000 kWh/anno. Il costante ridimensionamento è dovuto soprattutto 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).

Complessivamente, quindi, nel 2017 il mercato tutelato ha acquisito il 19,5% di tutta l'energia venduta al mercato finale (contro il 20,7% del 2016), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,7% (stessa quota nel 2016) e il mercato libero ne ha acquistato il 78,8% (contro il 77,6% del 2016). In termini di punti di prelievo il rapporto tende a rovesciarsi: il 58,1% dei clienti è tuttora servito in maggior tutela, il 41,6% è passato al mercato libero.

La classifica (provvisoria, data la natura preconsuntiva dei dati raccolti) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2017 (Tavola 3.16) presenta alcune novità rispetto allo

scorso anno per l'avvicendamento dei venditori nelle varie posizioni.

L'operatore dominante dell'intero mercato elettrico italiano resta il gruppo Enel, anche quest'anno con una quota in risalita al 37,5% (era al 34,8% nel 2016) e sempre ben distanziata dal secondo gruppo. Con una quota complessiva del 4,5%, al secondo posto è salito il gruppo Eni che nel 2016 era in terza posizione, superando il gruppo Edison la cui quota si è fermata al 4,2%.

Il gruppo Enel mantiene la sua posizione nel mercato totale innanzitutto 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 (il 54,6%) è infatti servito da Enel, mentre Eni, che è in seconda posizione, possiede una quota del 3,6%. Inoltre nel 2017 Enel ha mantenuto la prima posizione anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, che aveva perso nel 2013 e che ha riguadagnato nel 2016.

Tavola 3.16 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2017

GWh

GRUPPO	CLIENTI		CLIENTI NON DOMESTICI		TOTALE	POSIZIONE NEL 2016
	DOMESTICI	BT	MT	AT/AAT		
Enel	41.699	30.173	16.938	6.924	95.734	1°
Eni	3.247	1.549	5.320	1.379	11.495	3°
Edison	1.051	1.751	5.236	2.555	10.592	2°
Hera	1.186	3.141	5.191	249	9.768	4°
Metaenergia	9	1.012	7.137	282	8.440	10°
A2A	1.653	2.198	2.945	245	7.042	6°
Axpo Group	54	1.552	3.550	1.628	6.784	5°
Iren	1.245	2.119	2.876	363	6.603	12°
E.On	271	1.562	3.178	920	5.931	9°
Acea	1.987	1.555	1.565	532	5.639	7°
Duferco	54	529	2.050	2.927	5.560	16°
Green Network	140	398	2.125	2.638	5.300	17°
CVA	122	1.378	2.968	112	4.579	13°
Eviva	61	1.979	2.012	123	4.175	14°
Dolomiti Energia	598	1.522	1.825	120	4.065	15°
Gala	29	1.212	2.665	144	4.050	8°
Sorgenia	202	1.269	2.207	142	3.819	11°
Repower	0	1.881	1.690	34	3.605	18°
Alperia	250	955	1.671	103	2.979	19°
Egea	48	465	2.328	138	2.979	20°
Altri operatori	3.845	15.842	22.828	4.774	47.290	-
TOTALE	57.751	74.042	98.304	26.331	256.428	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2017 il livello di concentrazione del mercato totale è cresciuto: tutte le misure normalmente utilizzate per misurarlo, infatti, registrano un peggioramento rispetto al 2016. Il C3, ovvero la quota dei primi tre operatori (gruppi societari) è salita al 45,9% delle vendite complessive, mentre era al 43,6% nel 2016. Anche l'indice HHI è salito a 1.521 da 1.342 registrato nel 2016, superando

la prima soglia di attenzione di 1.500. Un valore di HHI compreso tra 1.500 e 2.500 indica, infatti, un mercato moderatamente concentrato, mentre un valore superiore a 2.500 ne indica uno fortemente concentrato (il valore massimo dell'indice è 10.000). Infine nel 2017 occorrono 16 gruppi societari (uno in meno dello scorso anno) per superare il 75% delle vendite complessive.

Nel 2017 il 72,2% dell'energia consumata dalle famiglie è stata venduta dal gruppo Enel (73% nel 2016); con una quota del 5,6%, il secondo gruppo è Eni, mentre Acea ha mantenuto la terza posizione con il 3,4%. Complessivamente, i primi cinque operatori (A2A e Iren insieme a quelli già citati) detengono l'86,3% del settore domestico (l'86,9% nel 2016).

Prendendo a riferimento le vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 40,8%, rimane ben distanziata dal 4,2% del secondo gruppo che è risultato Hera (in seconda posizione anche nel 2016). Seguono A2A con il 3%, che nel 2016 era in quinta posizione, Iren con il 2,9% ed Eviva (ex Energetic Source) con il 2,7%.

Nel 2017 il gruppo Edison, che tradizionalmente inseguiva l'*incumbent*, è sceso di una posizione, dalla sesta alla settima, nel *mass market* (il segmento formato dalle famiglie e dai clienti non domestici alimentati in bassa tensione), nelle vendite ai clienti non domestici allacciati in alta e altissima tensione Edison è divenuto il quarto gruppo con una quota del 10,2% (era al terzo posto nel 2016), così come per i clienti in media tensione è sceso in quarta posizione dalla seconda ottenuta nel 2016. Nel segmento della media tensione, è cresciuta ancora la quota del gruppo Metaenergia, passata dal 5,4% del 2016 al 7,3%. Seguono poi Eni (5,4%) ed Hera (5,3%).

Anche nelle vendite a clienti in alta o altissima tensione, dopo Enel il secondo gruppo è risultato Duferco (al quarto posto nel 2016), con la quota dell'11,6%, seguito a breve distanza da Green Network (10,5%) ed Edison (10,2%).

Servizio di maggior tutela

Le famiglie e le piccole imprese¹⁷⁴ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero usufruiscono del mercato a condizioni standard (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 2017 sono stati venduti in questo mercato 50 TWh a circa 21,5 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2016, i consumi sono scesi di 2,7 TWh (-5,2%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti di 1,9 milioni di unità (-8,1%).

Il calo nel numero di punti di prelievo conferma una tendenza in atto da molti anni: il servizio è nato, in via transitoria, al momento della completa apertura del mercato per supportare le famiglie e le piccole imprese che non erano ancora in grado di scegliere un fornitore e andrà a esaurirsi nel tempo, anche in forza delle disposizioni normative in materia (cfr. le disposizioni della legge n. 124/2017, descritta a pag. 6 di questo *Rapporto*). Così, lo scorso anno sono usciti dal servizio di maggior tutela 1,5 milioni di clienti domestici (7,8% del totale) e 0,3 milioni di clienti con altri usi (-9,4%). Nell'ambito delle famiglie, la diminuzione dei residenti (1 milione, -6,6%) è

¹⁷⁴ 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.

proporzionalmente inferiore a quella dei non residenti (0,5 milioni, -11,8%). 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'attrattività per i venditori.

Poiché, in generale, nel 2017 i consumi elettrici sono lievemente aumentati rispetto all'anno precedente, le riduzioni nelle quantità vendute (-4,5% per i domestici e -6,9% per gli altri usi) sono state inferiori a quelle dei punti serviti (-7,8% domestici, -9,4% altri usi). Risulta in controtendenza l'illuminazione pubblica, per la quale si registra un aumento sia dei di punti serviti (+9,4%), sia dell'energia acquistata (+9,6%); occorre comunque considerare che si tratta di un settore di consumo abbastanza marginale. Sono rimaste praticamente immutate, rispetto al 2016, le quote delle varie categorie sul consumo totale (Fig. 2.17). Il 66,6% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (33,5 TWh) che, in termini di numerosità (18,1 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'84,3% del totale (sceso complessivamente a 21,5 milioni di punti di prelievo).

Tavola 3.17 Clienti domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2017

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

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
0-1.000 kWh	2.350	7,0%	5.521	30,5%	426
1.000-1.800 kWh	6.059	18,1%	4.304	23,8%	1.408
1.800-2.500 kWh	7.376	22,0%	3.451	19,1%	2.137
2.500-3.500 kWh	8.568	25,6%	2.918	16,1%	2.936
3.500-5.000 kWh	5.699	17,0%	1.400	7,7%	4.070
5.000-15.000 kWh	3.101	9,3%	476	2,6%	6.520
> 15.000 kWh	342	1,0%	13	0,1%	25.531
TOTALE DOMESTICI	33.495	100,0%	18.083	100,0%	1.852
DI CUI:					
Domestici residenti fino a 3 kW	25.679	76,7%	12.986	71,8%	1.977
Domestici residenti oltre 3 kW	4.081	12,2%	1.066	5,9%	3.830
Domestici non residenti	3.735	11,2%	4.031	22,3%	926

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel servizio di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme riguardano il 97,1% dei punti di prelievo. Quasi tutti i clienti domestici (97%) pagano la tariffa bioraria obbligatoria, vale a dire quella condizione economica 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'1,8% dei clienti paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 1,2% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. La porzione di clienti a tariffa bioraria obbligatoria è aumentata dello 0,8% rispetto allo scorso anno, quella dei clienti con bioraria volontaria è sostanzialmente invariata, mentre quella dei clienti con tariffa monoraria si è ridotta dello 0,6%. Quest'ultima è rimasta invece stabile al 2,3% per i non domestici, dopo i forti cali degli anni precedenti dovuti alla sostituzione dei misuratori tradizionali con gli *smart meter* (nel 2010 la quota dei non domestici altri usi monorari era ancora pari al 65,9%).

Nell'ambito dei clienti domestici, i residenti rappresentano il 77,7% dei punti di prelievo e l'88,8% dei consumi (Tavola 3.17). Il 92,4% dei residenti ha un contratto con potenza sino a 3 kW. Nel 2017 il consumo medio unitario del cliente domestico è salito a 1.852 kWh/anno, dai 1.787 kWh registrati nel 2016, ritornando quindi sui livelli del 2015 (1.869 kWh).

Considerando che gran parte (71,8%) dei clienti domestici residenti in maggior tutela ha un contratto con potenza fino a 3 kW, si può individuare il consumo medio delle famiglie italiane in 1.977 kWh/anno, un valore di 55 kWh superiore a quello osservato nel 2016. Più elevato, pari a 3.830 kWh, e anch'esso in aumento, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno era pari a 3.703 kWh; in aumento è anche il consumo medio dei non residenti, che nel 2017 è salito a 926 kWh dai 918 kWh dell'anno precedente.

Si osserva, inoltre, che fatto 100 il numero dei punti di prelievo residenti con potenza fino a 3 kW, che come si è appena detto rappresentano la parte più rilevante (71,8%) dei clienti domestici serviti a condizioni standard, ben 90,6 appartengono alle prime quattro classi di consumo: acquistano cioè al massimo 3.500 kWh/anno. Il 70,7% dei consumatori residenti con potenza superiore a 3 kW appartiene alle classi di consumo più elevate (da 2.500 a 15.000 kWh/anno); queste stesse quattro classi rappresentano però il 4,2% di tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo non residenti (perlopiù seconde case), il 71,6% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) e i consumi dell'85,7% di tali clienti non superano i 1.800 kWh/anno.

Tavola 3.18 Clienti non domestici nel servizio a condizioni standard per tipologia e per classe di consumo nel 2017

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

TIPOLOGIA DI CLIENTE E CLASSI DI CONSUMO ANNUO	VOLUMI	QUOTA	PUNTI DI PRELIEVO	QUOTA	CONSUMO MEDIO
0-5 MWh	3.159	19,2%	2.711	80,4%	1.165
5 - 10 MWh	2.088	12,7%	298	8,9%	6.999
10 - 15 MWh	1.421	8,6%	116	3,5%	12.213
15 - 20 MWh	1.142	6,9%	66	2,0%	17.307
20 - 50 MWh	3.999	24,3%	131	3,9%	30.572
50 - 100 MWh	2.452	14,9%	36	1,1%	68.080
100 - 500 MWh	2.086	12,7%	13	0,4%	160.506
500 - 2.000 MWh	120	0,7%	0	0,0%	721.969
2.000 - 20.000 MWh	17	0,1%	0	0,0%	4.061.961
20.000 - 50.000 MWh	0,5	0,0%	0	0,0%	30.303.588
TOTALE NON DOMESTICI	16.484	100,0%	3.371	100,0%	4.890
DI CUI					
Non domestici fino a 16,5 kW	8.418	51,1%	3.118	92,5%	2.700
Non domestici oltre 16,5 kW	7.663	46,5%	234	6,9%	32.737
Illuminazione pubblica	403	2,4%	20	0,6%	20.488

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.18 propone la ripartizione dei volumi (16,5 TWh) e dei punti di prelievo (3,4 milioni) relativi agli usi non domestici serviti a condizioni standard per classe di consumo. Come nel 2016,

circa un quinto (19,2%) dell'energia destinata ad altri usi è stato venduto ai clienti della prima classe di consumo (<5 MWh/anno), che costituiscono l'80,4% 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'8,9% dei punti di prelievo e utilizza il 12,7% dell'elettricità venduta. Pertanto l'89,3% 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 92,5% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela e il 51,1% dei consumi. I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW sono solo il 6,9% dei consumatori, ma acquistano il 46,5% dei volumi. 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.

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 asta¹⁷⁵, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per due anni consecutivi. 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) mentre Hera Comm si è aggiudicata il servizio per le restanti undici regioni.

Secondo i dati ricevuti dagli operatori della salvaguardia nel 2017, il servizio si è allargato a circa 1.700 punti di prelievo in più rispetto al 2016. Più precisamente, lo scorso anno sono stati serviti in regime di salvaguardia 91.345 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 89.676 del 2016. Complessivamente sono stati prelevati circa 4,3 TWh. In pratica, il mercato della salvaguardia è aumentato del 2% circa sia in termini di punti di prelievo, sia in termini di energia consumata rispetto al 2016.

Come accadde lo scorso anno, l'aumento nei punti di prelievo è da attribuire ai clienti allacciati in bassa tensione e tra questi, in particolare, all'illuminazione pubblica, mentre la crescita dei volumi acquistati è avvenuta per i clienti allacciati in bassa e in media tensione. Il consumo medio degli utenti connessi in bassa tensione è rimasto sostanzialmente invariato a 17,9 MWh, quello degli utenti connessi in media tensione è passato da 360 a 413 MWh e i volumi mediamente prelevati dai clienti in alta tensione sono crollati da 11,4 a 7,9 GWh.

La quota di Enel Energia in questo mercato si è ulteriormente assottigliata, essendo scesa al 45% dal 49% del 2016. Inoltre, a differenza di quanto accaduto nel 2016, nel 2017 il divario tra i due gestori della salvaguardia si è ampliato per via della crescita registrata dalle vendite di Hera Comm (+8,9%), mentre quelle di Enel Energia sono diminuite del 5,3%.

¹⁷⁵ Come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

Tavola 3.19 Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente nel 2016 e nel 2017

Volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2016	2017	VARIAZIONE	2016	2017	VARIAZIONE
Illuminazione pubblica	509	543	6,8%	19,8	23,6	19,1%
Altri usi	972	977	0,5%	63,0	61,4	-2,5%
TOTALE BT	1.481	1.520	2,6%	82,8	85,0	2,7%
Illuminazione pubblica	23	21	-10,0%	0,1	0,1	15,3%
Altri usi	2.464	2.599	5,5%	6,8	6,2	-8,3%
TOTALE MT	2.487	2.619	5,3%	6,9	6,3	-8,0%
Altri usi	257	169	-34,1%	0,0	0,0	-5,9%
TOTALE AT	257	169	-34,1%	0,0	0,0	-5,9%
TOTALE SALVAGUARDIA	4.224	4.309	2,0%	89,7	91,3	1,9%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, secondo i dati (provvisori) raccolti nell'Indagine annuale sui settori regolati, nel 2017 sono stati venduti 202,1 TWh, il 2,5% in più del 2016, a 15,3 milioni di clienti, cresciuti del 9,9% rispetto al 2016. Il mercato libero è in costante espansione per il numero dei clienti, mentre per l'energia venduta l'ampliamento ha subito negli anni alcune battute d'arresto.

Indipendentemente dalle quantità vendute, si registra da anni un costante sviluppo nel numero di imprese attive, seppure a tassi via via decrescenti. Il 2017 rappresenta, da questo punto di vista, una lieve eccezione: in base alle risposte ottenute dall'Indagine annuale sui settori regolati, il numero di venditori attivi risulta salito solo di 4 unità (+1%), che rappresenta un punto di minimo nel ritmo di crescita degli ultimi anni. La concomitante espansione del mercato ha portato quindi il volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato a una lievissima risalita, dopo una serie ininterrotta di riduzioni. Nel 2017, infatti, il volume medio unitario di vendita delle imprese che operano sul mercato libero è risultato pari a 491 GWh, pertanto non inferiore ai 486 GWh registrati nel 2016 che restano il valore storicamente più basso rilevato sinora (equivalente al 36% di quello osservato nel 2007, anno di completa apertura del mercato).

Rispetto al 2016, il numero di grandi venditori (cioè con vendite superiori a 10 TWh) è diminuito di un'unità, ma tale diminuzione è dovuta unicamente al fatto che dall'1 luglio 2017 Eni Gas e Luce ha acquisito parte dell'attività di vendita da Eni. Pertanto le vendite di Eni sono scese al di sotto del valore soglia di 10 TWh. Sommando le vendite di Eni con quelle di Eni Gas e Luce, si ottiene un valore di vendite superiore a 11 TWh che ricollocherebbe la società tra i grandi venditori.

La porzione di mercato soddisfatta dai venditori di piccola o piccolissima dimensione (cioè con vendite fino a 1 TWh) nel 2017 è pari al 15,6%, mentre nel 2016 era pari al 15,4%. Anche nel 2017, come già nel 2016, si è avuta una minima erosione di quote di mercato da parte dei venditori di più piccole dimensioni a svantaggio dei venditori di dimensione più ampia. In effetti, le imprese con vendite superiori a 1 TWh (ovvero 31 società, corrispondenti al 7,6% dei venditori attivi) hanno coperto l'84,4% delle vendite complessive del 2017; le stesse cifre, calcolate nel 2016, erano, rispettivamente, pari a 7,9% e a 84,6%.

Il 34,4% delle 410 imprese attive vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 88 imprese, pari al 21,5%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 181 società (44,1%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19. Nel 2016 le imprese che vendevano sull'intero territorio nazionale erano il 16,7% dei 402 venditori attivi e quelle con un territorio di vendita limitato a 5 regioni erano il 39,1%.

La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di energia elettrica al 31 dicembre 2017, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, mostra una presenza straniera non particolarmente elevata: solo 16 società (sulle 397 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società svizzere, lussemburghesi o spagnole, ma vi sono anche soci di maggioranza di altre nazioni (Germania, Austria, Slovenia, Regno Unito e USA).

Il dettaglio dei clienti per tipologia e per tensione (Tavola 3.20) mostra un aumento di quasi 1,4 milioni di punti serviti. Tale risultato è dovuto quasi unicamente ai clienti domestici, anche se un discreto aumento si è avuto anche nei punti di prelievo degli altri usi in bassa tensione (+7,5%). Le famiglie servite nel mercato libero sono aumentate di 1.381.000 unità, ovvero dell'11,4% rispetto al 2016; 249.000 nuovi punti di prelievo hanno acquistato l'elettricità per altri usi in bassa tensione.

Tavola 3.20 Mercato libero per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)		
	2016	2017	VARIAZIONE	2016	2017	VARIAZIONE
BT	77.617	80.294	3,4%	13.867	15.249	10,0%
Domestico	22.073	24.256	9,9%	10.278	11.449	11,4%
Illuminazione pubblica	5.087	4.226	-16,9%	262	224	-14,5%
Altri usi	50.457	51.811	2,7%	3.327	3.576	7,5%
MT	91.937	95.685	4,1%	100	99	-0,2%
Illuminazione pubblica	355	321	-9,7%	0,93	0,90	-4,0%
Altri usi	91.582	95.364	4,1%	99	98	-0,2%
AT e AAT	27.576	26.162	-5,1%	1,04	0,96	-7,7%
Altri usi	27.576	26.162	-5,1%	1,04	0,96	-7,7%
TOTALE	197.130	202.140	2,5%	13.968	15.349	9,9%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti in media tensione sono invece lievemente diminuiti (-0,2%) e tra questi una nuova riduzione ha interessato i punti di illuminazione pubblica (scesi a circa 900 unità). Anche i punti di prelievo in alta/altissima tensione hanno subito un calo e sono scesi sotto le 1.000 unità.

Con l'eccezione degli altri usi in media tensione, per i quali a fronte di una lieve riduzione dei clienti si è registrato un aumento più che positivo (4,1%) dell'energia acquistata rispetto al 2016, per tutte le altre tipologie di clienti le variazioni nell'energia acquisita hanno il medesimo segno di quelle osservate nell'entità dei clienti. Così si osserva una crescita molto positiva (+9,9%) dell'elettricità venduta alle famiglie, un incremento del 2,7% dell'energia acquistata per altri usi in bassa tensione e consistenti riduzioni nei volumi acquistati dall'illuminazione pubblica (-16,9% in bassa tensione e -9,7% in media tensione) e dagli altri usi in alta o altissima tensione (-5,1%). In buona sostanza, sono cresciuti gli acquisti di elettricità in bassa tensione (3,4%) e in media tensione (4,1%), mentre è diminuita l'energia venduta in alta tensione. Da sottolineare che una

nuova importante diminuzione, che segue quella altrettanto significativa dello scorso anno, è emersa per l'illuminazione pubblica che complessivamente ha acquistato nel mercato libero 895 GWh in meno del 2016 (-16,5%), mentre ha acquisito 32 GWh in più (6%) nel servizio di salvaguardia (vedi *supra*).

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 limitrofe 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 26,7% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'86,7% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno. I consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela, tranne nel caso dei clienti che consumano fino a 1.000 kWh/anno per i quali, invece, il consumo medio nel libero (494 kWh) è del 16% più alto di quello dei clienti in maggior tutela, pari a 426 kWh.

Nel 2017 il 14,6% dei clienti domestici, circa 1,7 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. Il numero di clienti domestici con questo tipo di contratto¹⁷⁶ è cresciuto, in quanto lo scorso anno erano 1,6 milioni, ma la loro quota è leggermente diminuita rispetto a quella registrata nel 2016 (che era il 15,7%). Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 3,5 TWh, il 14,3% di tutta l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero. La porzione di clienti domestici che acquista i contratti *dual fuel*, mantiene una quota tendenzialmente costante nel tempo intorno al 15%. Anche in questo caso emergono consumi medi molto simili a quelli generali.

In contrasto con quanto accade nel mercato a condizioni standard, 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 mostra una sostanziale preferenza per la modalità contrattuale monoraria, che è stata scelta dal 63,2% dell'intera clientela (che rappresenta il 63,1% dei volumi) ed è in crescita nel tempo (era al 48% nel 2013, anno dal quale ha cominciato ad aumentare). Il 29,3% dei clienti ha scelto la modalità bioraria e solo il 7,5% 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 59,7% dell'energia complessivamente acquistata dal settore non domestico. Il 59,5% dei clienti, tuttavia, appartiene alla prima classe, cioè consuma meno di 5 MWh all'anno.

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno grande diffusione: i punti di prelievo che hanno preferito una fornitura di questo tipo sono meno di 80.000 sui quasi 3,9 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è pari a poco meno di 2,2 TWh sui 177,9 complessivi.

¹⁷⁶ 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.

Le offerte disponibili nel mercato libero

Anche quest'anno, per la seconda 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. Sfruttando l'esperienza raccolta nell'edizione del 2017, i quesiti sono stati leggermente modificati per cercare di catturare meglio una realtà assai complessa e variegata com'è quella delle offerte commerciali. L'obiettivo era quello di affinare definizioni e categorie per renderle il più possibile adatte a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Come lo scorso anno, pertanto, i risultati presentati in queste pagine devono essere accolti con la necessaria cautela. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella delle famiglie, anche per quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime¹⁷⁷.

La media delle offerte commerciali che ogni impresa di vendita è in grado di proporre ai propri potenziali clienti è risultata pari a 14,5 per la clientela domestica e 60,5 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. A tale cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi più personalizzati e contratti più individualizzati. Il 31% dei venditori, tuttavia, offre una sola modalità contrattuale, più di un quarto di essi (il 27%) ne mette a disposizione fino a 3 e il restante 42% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da 4 offerte in su.

Delle 14,5 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,4 sono acquistabili solo *online*, 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. Il 21,3% dei venditori non offre però nemmeno un'offerta *online*. Nel 20% dei casi il numero di offerte *online* è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti, nel restante 80% dei casi il numero di offerte *online* è risultato inferiore alle offerte totali.

Le offerte *online* non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 3,8% dei clienti (corrispondenti al 9,4% dell'elettricità acquistata nel mercato libero) ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità.

Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che l'84% 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 16% ha scelto un contratto a prezzo variabile, ovvero con il prezzo che cambia con tempi e modalità stabilite dal contratto stesso. Inoltre, il 5% dei clienti ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo variabile dove la durata minima contrattuale si applica al 12% dei clienti, mentre è del 4% nel caso di contratti a prezzo bloccato.

¹⁷⁷ 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.

Le modalità di indicizzazione per i contratti a prezzo variabile sono di vario tipo. Il 37% dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite 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 29% dei clienti ne ha scelto uno indicizzato all'andamento del PUN. Solo il 4% dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione diversa da quelle appena citate.

Il 26% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (es. sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che in media lo sconto è applicato al 20% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo fisso e al 61% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti, nei 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 46% 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 (es. quelli spendibili in una catena di supermercati): il 45% dei clienti ha scelto un contratto che offre tale servizio aggiuntivo. Anche nei clienti che hanno sottoscritto un contratto a prezzo variabile risulta un elevatissimo interesse per la garanzia di acquistare elettricità prodotta da fonti rinnovabili (48,9% dei casi), la seconda preferenza va alla possibilità di ottenere un omaggio (23,1% dei casi) e la terza è per l'ottenimento di servizi energetici accessori (16,1%).

Concentrazione nel mercato della vendita di energia elettrica

Analizzando le quote di mercato nel settore della vendita a clienti finali, emerge come la concentrazione nel **servizio a condizioni standard** sia cresciuta marginalmente rispetto al 2016. La quota del principale esercente, Enel Servizio Elettrico, è salita di due decimi di punto percentuale, dall'86,3% del 2016 all'86,5% del 2017; seguono Acea Energia (4,9%, nel 2016 era il 4,7%), A2A Energia (3,1%, nel 2016 era 3,2%) e Iren Mercato (1,1%, come nel 2016). Come lo scorso anno, gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

Il gruppo Enel, che domina il segmento tutelato del mercato finale elettrico, è decisamente meno importante nel **mercato libero**, seppure anche qui mantiene la prima posizione con una quota del 25%, in aumento rispetto al 20,7% del 2016. In seconda posizione è entrato il gruppo Eni, le cui vendite hanno superato quelle di Edison – tradizionalmente in seconda posizione – di quasi un terawattora. Quest'ultimo gruppo ha perso 1,2 TWh di vendite rispetto al 2016 (-10%), mentre quelle del gruppo Eni sono al contempo aumentate di 0,8 TWh (+7%).

Nel 2017 la quota di vendita del gruppo Enel è risultata 19,3 punti superiore a quella del gruppo Eni. Però tale distanza negli ultimi anni è andata costantemente ampliandosi, basti pensare che nel 2014 era pari a sette punti. Questo sia a causa del fatto che le vendite di Enel sono di anno in anno in aumento, ma anche perché le vendite del gruppo inseguitore, al contrario, diminuiscono. Infatti, nel 2016 Edison era in seconda posizione con vendite pari a 11.793 GWh, mentre nel 2017 Eni è in seconda posizione con vendite pari a 11.465 GWh.

Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero è basso, ma in aumento. La quota dei primi tre gruppi è salita al 35,9% dopo essere rimasta stabile intorno al 33% per diversi anni; quella dei primi dieci è salita al 58,4% dal 55% del 2016. Analogamente, poiché la quota del primo operatore è cresciuta e poiché la distanza tra il primo e il secondo gruppo è aumentata, nel 2017 l'indice HHI

è salito da 623 a 806, sebbene rimanga largamente lontano dalla soglia di 1.500 a partire dalla quale il mercato viene giudicato moderatamente concentrato.

Considerando i dati di energia venduta, nell'intero mercato *retail*, l'operatore dominante resta il gruppo Enel, anche quest'anno con una quota in risalita al 37,5% (era al 34,8% nel 2016) e sempre ben distanziata dal secondo gruppo. Con una quota complessiva del 4,5%, al secondo posto è salito il gruppo Eni che nel 2016 era in terza posizione, superando il gruppo Edison la cui quota si è fermata al 4,2%.

Il gruppo Enel mantiene la sua posizione nel mercato totale innanzitutto grazie alla sua sostanziale dominanza nel c.d. *mass market*, costituito dalle famiglie e dai clienti non domestici allacciati in bassa tensione: più di metà dell'elettricità venduta in questo mercato (il 54,6%) è infatti fornita da Enel, mentre Eni, che è in seconda posizione, possiede una quota del 3,6%. Inoltre nel 2017 Enel ha mantenuto la prima posizione anche nei segmenti dei clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, che aveva perso nel 2013 e che ha riguadagnato nel 2016.

Nel 2017 il gruppo Enel è l'unico che ha raggiunto una quota di mercato superiore al 5%, come nel 2016, mentre nel 2015 erano 2 (Enel ed Edison). A debita distanza, seguono il gruppo Eni, con una quota di mercato del 4,5%, ed Edison con il 4,1%. I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 65,5% delle vendite complessive (contro il 63,8% dell'anno precedente).

La tavola 3.21 evidenzia il dettaglio delle misure di concentrazione per livello di tensione.

Tavola 3.21 Misure di concentrazione nel mercato *retail*

LIVELLO DI TENSIONE	2016			2017		
	GRUPPI CON QUOTA >5%	C3	HHI	GRUPPI CON QUOTA >5%	C3	HHI
	MISURE CALCOLATE IN BASE AI CLIENTI SERVITI DAI GRUPPI SOCIETARI					
Bassa tensione (domestici)	1	83,5%	5.680	2	82,0%	5.465
Bassa tensione (non domestici)	1	68,8%	4.032	1	67,9%	3.913
Media tensione	2	40,1%	1.028	2	42,4%	1.111
Alta e altissima tensione	4	34,0%	597	3	40,3%	856
MERCATO TOTALE	1	80,3%	5.309	1	78,8%	5.117
MISURE CALCOLATE IN BASE ALL'ENERGIA VENDUTA DAI GRUPPI SOCIETARI						
Bassa tensione (domestici)	2	82,1%	5.397	2	81,3%	5.280
Bassa tensione (non domestici)	1	46,8%	1.668	1	48,0%	1.761
Media tensione	3	25,0%	423	5	29,9%	544
Alta e altissima tensione	5	40,0%	770	6	47,4%	1.124
MERCATO TOTALE	1	43,6%	1.342	1	45,9%	1.521

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella prima parte della tavola le misure sono calcolate in base ai clienti (punti di prelievo) serviti dai gruppi societari nel mercato *retail*, nella seconda parte, invece, sono calcolate a partire dai volumi venduti dai gruppi societari. Utilizzando le misure calcolate sui punti di prelievo, si nota che nel segmento delle famiglie e in quello dei non domestici allacciati in bassa tensione, gli indicatori C3 e HHI diminuiscono, mentre nei segmenti relativi alla clientela in media e in alta tensione le misure indicano un aumento di concentrazione rispetto al 2016.

Utilizzando le misure calcolate sui kWh venduti i valori naturalmente si abbassano, specie quelli relativi alla clientela non domestica. A parte ciò, si può notare che fatta eccezione per il segmento delle famiglie, dove gli indicatori C3 ed HHI diminuiscono, nei segmenti relativi alla clientela non domestica le misure di concentrazione aumentano rispetto al 2016, nonostante aumenti il numero dei gruppi con una quota superiore al 5%, almeno nella media e nell'alta tensione.

3.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio

In tema di prezzi di vendita nel mercato elettrico al dettaglio l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella effettuata ai sensi della delibera 20 novembre 2008, ARG/elt 167/08, nella quale con cadenza trimestrale vengono rilevati i dati mensili relativi ai prezzi fatturati¹⁷⁸ dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi di consumo e per tipo di mercato;
- quella effettuata nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di contratto applicata).

Alla fine del 2011 l'Autorità ha approvato¹⁷⁹ il *Testo integrato del monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale* (TIMR), il quale prevede l'obbligo per gli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica (con un numero di punti di prelievo serviti superiore a 50.000) di comunicare ogni trimestre all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili dell'energia elettrica praticati sul mercato finale, insieme a numerosi altri indicatori (vedi il paragrafo successivo). Di fatto, a partire da gennaio 2012 e limitatamente ai venditori obbligati ai sensi del TIMR, i prezzi medi raccolti dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/elt 167/08 confluiscono nel monitoraggio *retail*. In virtù di un accordo istituzionale, comunque, tutti i dati raccolti ai sensi della delibera ARG/elt 167/08 vengono forniti semestralmente al Ministero dello sviluppo economico che li invia all'Eurostat per adempiere agli obblighi sulle statistiche dei prezzi finali di energia elettrica e di gas naturale. Poiché questi ultimi sono stati modificati nel 2016, con l'adozione del *Regolamento (UE) 2016/1952 relativo alle statistiche europee sui prezzi del gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE*, l'Autorità ha rinnovato¹⁸⁰ i propri sistemi di rilevazione dei prezzi praticati dai venditori di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali per adeguarli alle richieste del nuovo Regolamento europeo.

I dati dell'*Indagine annuale* vengono invece utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle esposte nella reportistica annuale alle autorità nazionali ed europee.

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

¹⁷⁸ Si tratta, più precisamente, di fatturati medi unitari ottenuti dal rapporto tra i ricavi incassati e i quantitativi di energia fatturata nel trimestre di riferimento.

¹⁷⁹ Con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

¹⁸⁰ Con la delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com che ha anche abrogato la delibera ARG/elt 167/08.,

delle imposte, sia per la parte connessa ai soli costi di approvvigionamento (che sono dati dalla somma delle componenti relative all'energia, al dispacciamento, alle perdite di rete, allo sbilanciamento e ai costi di commercializzazione della vendita).

L'analisi dei prezzi trasmessi dagli operatori ha mostrato un'estrema variabilità della spesa unitaria dei clienti. Tale risultato è riscontrabile per tutte le classi di consumo, sia pure con alcune differenze.

Come si vede nella tavola 3.22, che mostra le medie dei prezzi praticati ai clienti domestici suddivisi per classe di consumo, i valori sono compresi tra il minimo di 165,1 €/MWh, riscontrabile per i clienti più grandi (oltre 15.000 kWh/anno) e il massimo di 539,1 €/MWh, relativo alla classe più piccola (0-1000 kWh). Il prezzo scende all'aumentare della dimensione dei clienti fino alla terza classe (1.800-2.500 kWh/anno), sale nel passaggio alla classe successiva (2.500-3.500 kWh/anno), per poi decrescere nuovamente e definitivamente in corrispondenza alle tre classi superiori (da 5.000 kWh/anno in avanti). Pertanto non si registra più il caratteristico andamento a U che emergeva negli anni scorsi. Ciò è riconducibile all'attuazione delle prime due fasi della riforma delle tariffe di rete e degli oneri di sistema¹⁸¹, volta a superare gradualmente la preesistente struttura progressiva delle tariffe stesse. Il costo di approvvigionamento, invece, com'è logico attendersi, diminuisce continuamente al crescere dei consumi.

Tavola 3.22 Prezzi medi finali al netto delle imposte per i clienti domestici nel 2017

€/MWh; dati provvisori

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000 kWh	3.579	8.008.527	539,1	164,7
1.000-1.800 kWh	10.038	7.121.975	222,9	109,1
1.800-2.500 kWh	12.545	5.867.433	171,7	101,9
2.500-3.500 kWh	15.036	5.120.101	181,9	98,7
3.500-5.000 kWh	10.244	2.516.646	176,7	96,0
5.000-15.000 kWh	5.704	873.161	174,4	92,7
> 15.000 kWh	606	23.956	165,1	84,7
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	57.751	29.531.799	211,4	104,1

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

A riprova della elevata variabilità dei prezzi praticati dai venditori, si possono osservare i dati presentati nella tavola 3.23 che, per ciascuna classe di consumo dei clienti domestici, suddivide per fasce di prezzo (espresse in €/MWh) i costi di approvvigionamento riscontrati nel mercato libero e la corrispondente quota di elettricità venduta. La massima dispersione dei valori è riscontrabile per la seconda classe di clienti (consumi tra 1.000 e 1.800 kWh/anno), nella quale tutte le fasce di prezzo individuate presentano quote significative, anche se quella tra 100 e 125 €/kWh ha un peso più elevato delle altre. Si riscontra una dispersione minore nelle due classi intermedie (consumi tra 1.800 e 3.500 kWh/anno), nelle quali i costi di approvvigionamento si

¹⁸¹ Delibera 2 dicembre 2015, 582/2015/R/eel. In particolare l'1 gennaio 2017 è avvenuta la piena applicazione della tariffa non progressiva per i servizi di rete ed è stato effettuato il primo intervento sugli oneri di sistema, in modo da diminuire l'effetto di progressività e limitare a due il numero di scaglioni di consumo annuo.

addensano nell'intervallo da 75 a 125 €/MWh. Ancora meno dispersa la classe dei clienti più piccoli (meno di 1.000 kWh/anno), nella quale prevalgono i valori superiori a 150 €/MWh. Infine la concentrazione risulta massima nelle tre classi più grandi (consumi oltre 3.500 kWh/anno), nelle quali i costi di approvvigionamento sono polarizzati nella fascia da 75 a 100 €/MWh.

Tavola 3.23 Percentuale di prezzi applicati ai clienti domestici nel 2017 per fascia di prezzo

prezzi minimo e massimo in €/MWh

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	FASCE DI PREZZO					PREZZO MINIMO	PREZZO MASSIMO
	0-75	75-100	100-125	125-150	>150		
< 1.000 kWh	11%	8%	7%	18%	56%	20,2	475,0
1.000-1.800 kWh	13%	18%	42%	17%	10%	21,0	339,2
1.800-2.500 kWh	12%	36%	40%	8%	5%	26,5	265,2
2.500-3.500 kWh	13%	47%	32%	5%	4%	23,0	274,8
3.500-5.000 kWh	14%	55%	25%	3%	3%	20,5	255,3
5.000-15.000 kWh	17%	65%	14%	2%	3%	23,2	218,0
> 15.000 kWh	26%	62%	8%	1%	2%	22,1	292,6
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	15%	40%	25%	8%	12%	20,2	475,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.24 Prezzi medi finali al netto delle imposte per i clienti non domestici nel 2017

€/MWh; dati provvisori; escluso il mercato di salvaguardia

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	74.042	7.257	195,2	88,5
Media tensione	98.304	106	130,7	62,7
Alta e altissima tensione	26.331	1	101,4	57,3
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	198.677	7.363	150,8	71,6

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 sui servizi telefonici, servizi di manutenzione assicurazione ecc.) Ancora, altre offerte sono legate al rispetto di determinate soglie di consumo, superate le quali scattano componenti aggiuntive di prezzo.

La tavola 3.25 riporta il valore dei prezzi al netto delle imposte suddividendo i clienti elettrici per tipo di tariffazione oraria (escludendo il mercato della salvaguardia), mentre le tavole successive

mostrano i prezzi dell'energia elettrica pagati dai clienti del mercato libero che hanno aderito a un contratto *dual fuel*, che risultano quasi invariabilmente meno convenienti rispetto all'acquisto di elettricità con un contratto specifico. Le stesse tavole consentono tuttavia di notare la consistenza decisamente ridotta del numero di tali clienti e dell'energia da essi acquistata.

Tavola 3.25 Prezzi medi finali al netto delle imposte nel 2017 per tipo di tariffazione oraria

€/MWh; escluso il mercato di salvaguardia; dati provvisori

TARIFFAZIONE ORARIA	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Monoraria	43.137	8.428	174,95	87,18
Bioraria	96.037	22.214	172,94	85,90
Multioraria	112.946	6.162	157,34	73,28
TOTALE CLIENTI	252.119	36.804	166,30	80,47

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.26 Prezzi medi finali (al netto delle imposte) per l'acquisto di elettricità nel mercato libero praticati ai clienti domestici con contratto *dual fuel* nel 2017

€/MWh; dati provvisori

CLASSE DI CONSUMO (kWh/anno)	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
< 1.000 kWh	170	336	572,10	175,46
1.000-1.800 kWh	627	443	263,85	116,36
1.800-2.500 kWh	806	378	222,71	107,89
2.500-3.500 kWh	951	324	207,22	103,72
3.500-5.000 kWh	599	148	196,32	99,92
5.000-15.000 kWh	293	46	191,90	97,90
> 15.000 kWh	30	1	195,71	94,48
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	3.475	1.676	235,56	109,24

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.27 Prezzi medi finali (al netto delle imposte) per l'acquisto di elettricità nel mercato libero praticati ai clienti non domestici con contratto *dual fuel* nel 2017

€/MWh; dati provvisori

LIVELLO DI TENSIONE	QUANTITÀ DI ENERGIA (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia)	PREZZO AL NETTO DELLE IMPOSTE	DI CUI COSTI DI APPROVVIGIONAMENTO
Bassa tensione	1.413	78,88	196,55	86,79
Media tensione	774	0,89	134,41	66,07
Alta e altissima tensione	10	0,01	98,66	53,27
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	2.198	79,78	174,21	79,33

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Monitoraggio del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Il **sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio** è finalizzato a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione.

Il decreto legislativo 1 giugno 2011 n. 93, in attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, ha stabilito che l'Autorità effettui il monitoraggio dei mercati al dettaglio, con riferimento sia al settore elettrico sia al settore del gas naturale. Tale attività è stata avviata, per entrambi i settori del mercato della vendita alla clientela di massa, con il Testo integrato del sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale (TIMR). Con riferimento all'anno 2016, il Rapporto 801/2017/I/com illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio, descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nel primo quinquennio di monitoraggio (2012-2016). Coerentemente con i Rapporti precedenti, il Rapporto 2016 analizza i dati raccolti in materia di:

- struttura dell'offerta e di dinamiche concorrenziali nel settore della vendita alla clientela di massa;
- dalla frequenza con cui i clienti cambiano il fornitore (*switching*) o rinegoziano il proprio contratto col fornitore attuale;
- indici sul funzionamento del mercato della vendita (relativi alla qualità del servizio di vendita e dei servizi telefonici, ai reclami, all'incidenza dei contratti contestati ecc.);
- la morosità, come valutata dall'analisi delle richieste di sospensione della fornitura e su indicatori di tipo economico, quali le fatture e gli importi non pagati.

I risultati dell'attività di monitoraggio confermano per il 2016, in primo luogo, l'assenza di rilevanti problematiche per i clienti MT altri usi, seppure con qualche accenno di minore dinamicità. Pertanto, nel Rapporto, non si evidenzia la necessità di interventi regolatori specifici a riguardo, ma solo l'opportunità di limitare l'azione dell'Autorità a un attento monitoraggio dei fenomeni riscontrati. Diversamente da quanto riscontrato negli anni passati, per i clienti BT altri usi le dinamiche concorrenziali e la struttura del mercato della vendita hanno mostrato incoraggianti segnali di vivacità. Tali segnali sono meritevoli di particolare attenzione anche al fine di trovare conferma con ulteriori riscontri anche negli anni futuri. Per contro, i risultati emersi con riferimento ai clienti domestici, nel settore elettrico, e ai clienti domestici e condomini uso domestico, nel settore del gas naturale, suggeriscono maggiore attenzione nel processo di accompagnamento regolatorio al superamento della maggior tutela. In merito, nel rapporto si pone attenzione in primo luogo al fatto che i livelli di concentrazione registrati per la clientela domestica non migliorano, nonostante il costante ingresso di nuovi piccoli fornitori nella vendita di energia elettrica e gas.

Viene pertanto evidenziata una certa frammentazione dal lato dell'offerta, con riferimento ai piccoli esercenti la vendita. D'altra parte, per entrambi i settori, nel Rapporto viene evidenziata la necessità di tenere conto della scarsa partecipazione della domanda. Quest'ultima, associata al vantaggio competitivo (che nel settore elettrico sembra addirittura mostrare segnali di crescita) degli esercenti la Maggior tutela e dei venditori storici, infatti, può destare alcuni elementi di criticità in un contesto in cui stanno aumentando le uscite dai servizi di tutela dei clienti di minore

dimensione, in precedenza meno attivi. Tali elementi vanno ben ponderati alla luce dell'evoluzione del mercato *retail*, al fine di evitare che nel prossimo contesto di superamento delle tutele di prezzo i clienti non riescano a cogliere l'occasione di beneficiare di tutte le opportunità offerte dal mercato libero.

L'Autorità, nel corso del 2017, ha anche effettuato¹⁸² l'aggiornamento del sistema del monitoraggio *retail* al fine di:

- sfruttare maggiormente le potenzialità del SII¹⁸³ nel raccogliere i dati oggetto del monitoraggio e minimizzare gli oneri informativi per gli operatori;
- includere all'interno del perimetro del monitoraggio *retail* alcuni fenomeni già oggetto di raccolte dati ai sensi di altre discipline.

Switching

L'Indagine annuale effettuata presso i distributori di energia elettrica ha rivolto loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2017¹⁸⁴.

Sulla base dei dati forniti dai distributori, nel 2017 lo *switching* dei clienti nel mercato elettrico è stato più ampio rispetto all'anno precedente. Complessivamente, quasi 3,8 milioni di clienti (83.000 punti in più del 2016), cioè il 10,3%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno. In termini di volumi essi corrispondono quasi al 33% del totale dell'energia distribuita.

Tavola 3.28 Tassi di *switching* dei clienti finali

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2016		2017	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	10,5%	8,7%	11,6%	7,9%
Non domestico	28,0%	15,6%	38,4%	19,9%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	26,8%	15,5%	34,1%	19,7%
- media tensione	33,5%	27,4%	46,9%	38,1%
- alta e altissima tensione	17,0%	17,6%	26,2%	22,2%
TOTALE	24,2%	10,1%	32,6%	10,3%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Più in dettaglio, nel 2017 hanno cambiato fornitore il 7,9% delle famiglie (cioè 2 milioni e 326.000 punti di prelievo), corrispondente a una quota di energia dell'11,6% e il 19,7% (cioè poco più di 1,4

¹⁸² Con la delibera 28 giugno 2017, 495/2017/R/com.

¹⁸³ Il Sistema informativo integrato (SII), istituito presso l'Acquirente unico con la legge del 13 agosto 2010, n. 129/10, ha la finalità di gestire i flussi informativi fra i soggetti che partecipano ai mercati dell'energia elettrica e del gas secondo le regole e i procedimenti definiti dall'Autorità. È basato su una banca dati che contiene l'elenco completo dei punti di prelievo nazionali e dei dati fondamentali per la gestione dei processi trattati denominata Registro Centrale Ufficiale o RCU, condivisa tra tutti i soggetti interessati. Ad esempio, nel caso del settore elettrico, i dati sono condivisi tra Terna, le imprese distributrici, gli utenti del dispacciamento titolari di unità di consumo e gli esercenti la vendita.

¹⁸⁴ 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 i dettagli si vedano gli Annual Report precedenti.

milioni) dei clienti non domestici allacciati in bassa tensione, corrispondente a una quota di energia pari al 34,1%. Il numero di famiglie che ha cambiato fornitore almeno una volta nel corso dell'anno è leggermente diminuito rispetto al 2016 (quando circa 2,5 milioni di clienti domestici passarono a un altro fornitore), ma in termini di volumi il tasso di *switching* è cresciuto.

Al contrario di quanto accaduto negli anni più recenti, nel 2017 il livello di *switching* del settore non domestico in media e in alta tensione ha ripreso vivacità sia in termini di punti di prelievo, sia di energia.

Il 38,1% dei clienti in media tensione ha cambiato fornitore, 11.500 punti in più del 2016, corrispondenti al 46,9% dei volumi. Un po' meno elevati, ma comunque molto significativi i tassi di cambiamento di fornitore per i clienti in alta o altissima tensione: 22,2% in termini di punti di prelievo e 26,2% in termini di energia (Tavola 3.28).

Reclami e segnalazioni

L'Autorità è tenuta ad assicurare il trattamento efficace dei reclami e delle procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica, avvalendosi dell'Acquirente unico, e a vigilare affinché siano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori di cui all'Allegato I delle direttive del Parlamento europeo e del Consiglio 2009/72/CE e 2009/73/CE, secondo quanto previsto dall'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11.

Lo **Sportello per il consumatore energia e ambiente** è lo strumento con il quale l'Autorità assicura (dalla fine del 2009, il trattamento efficace dei reclami, compresi quelli dei *prosumer* (consumatori-produttori), richiedendo agli esercenti le necessarie informazioni e fornendo ai clienti, alle loro associazioni rappresentative e agli esercenti le indicazioni necessarie per la risoluzione delle problematiche segnalate. Lo Sportello trasmette all'Autorità solo reclami compiutamente istruiti, che devono essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità stessa. L'1 gennaio 2017 è entrato in vigore il nuovo regolamento di funzionamento dello Sportello (descritto nell'*Annual Report* dello scorso anno).

Riguardo all'attività svolta dal *call center* dello Sportello dall'1 gennaio 2017 al 31 dicembre 2017, sono state gestite 362.151 chiamate pervenute in orario di servizio, più altre 59.855 fuori orario, per un totale di 422.036 chiamate. 40.199 utenti hanno abbandonato senza attendere la risposta dell'operatore (20% in più rispetto al 2016), mentre il tempo medio di conversazione si è attestato su 191 secondi, in leggera flessione rispetto al 2016 che aveva fatto registrare 200 secondi. In flessione anche il tempo medio di attesa, che passa da 147 secondi a 134 secondi.

I temi trattati nelle telefonate pervenute allo Sportello hanno riguardato, in particolar modo, i bonus gas ed elettrico, che hanno complessivamente rappresentato il 50% delle chiamate, con una lieve crescita rispetto al 2016, e modalità di risoluzione delle controversie (18%). Le chiamate che hanno riguardato i bonus sono state per il 58% richieste a vario titolo relative allo stato di avanzamento della pratica di bonus e sono largamente determinate dal lasso di tempo che intercorre tra la presentazione della domanda di bonus in Comune o al Centro di assistenza fiscale (CAF) e il momento in cui esso è effettivamente attribuito in bolletta (mediamente 120 giorni dopo). Sempre con riferimento al bonus, ha inciso sulla crescita, per la quota relativa alle informazioni di carattere generale (17%), anche la necessità dei clienti finali di avere informazioni sulle modifiche introdotte in materia di bonus dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 dicembre 2016, illustrate nel Capitolo 5.

Tavola 3.29 Principali argomenti delle chiamate gestite dal call center dello Sportello nel 2017

ARGOMENTO	NUMERO DI CHIAMATE	QUOTA
Bonus gas	89.455	25%
Bonus elettrico	90.782	25%
Modalità risoluzione controversie	66.736	18%
Diritti e regolazione	49.511	14%
Pratiche presso sportello	38.090	11%
Tutela simile	27.578	8%
TOTALE	362.152	100%

Fonte: Elaborazione ARERA su dati dello Sportello per il consumatore di energia.

La voce “modalità di risoluzione delle controversie” (Tavola 3.29) sconta, come già anticipato, le necessità di chiarimenti dei clienti finali in relazione al nuovo sistema di tutele, mentre ha continuato a mantenere un certo peso anche la voce “pratiche presso lo Sportello” ossia richieste sullo stato di avanzamento di pratiche pregresse.

Il *contact center* dello Sportello, nel corso del 2017, ha ricevuto 4.583 richieste scritte di informazione, di cui il 45,6% classificate come complesse perché collegate a potenziali controversie; ha ricevuto altresì 7.524 reclami di secondo livello a cui ha risposto con una lettera standard in cui si informa il cliente che per poter risolvere la controversia deve attivare una procedura conciliativa ricorrendo al Servizio conciliazione o ad altri organismi di risoluzione extragiudiziale delle controversie.

3.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

Indagini e ispezioni

L'*enforcement* delle disposizioni previste dall’Autorità è attuato attraverso il controllo dei comportamenti degli operatori, di volta in volta individuati sulla base di documenti programmatici predisposti con cadenza annuale o a seguito di segnalazioni o evidenze in possesso degli Uffici. A tal fine l’Autorità si avvale di indagini, sopralluoghi e controlli documentali riguardanti impianti, processi e servizi relativi ai settori d’interesse dell’Autorità.

Nel corso del 2017, si sono svolti:

- indagini conoscitive, relative a tematiche individuate come prioritarie dal *Quadro strategico dell’Autorità per il quadriennio 2015-2018*, in particolare nel periodo di riferimento è proseguita l’indagine in materia di investimenti dichiarati dalle imprese;
- verifiche ispettive *in loco*, relativamente a un ampio spettro di materie, con attenzione particolare a temi prioritari come la tutela dei consumatori, la qualità del servizio, il corretto funzionamento dei mercati e il controllo degli incentivi erogati e delle voci di costo riconosciute in tariffa;
- controlli documentali, in particolare relativi alla corretta applicazione degli obblighi di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione delle società di distribuzione,

elettriche e del gas, e alla corretta contribuzione, da parte delle imprese regolate, degli oneri di funzionamento dell'Autorità, nonché alle informazioni fornite nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità.

In esito alle attività di controllo in caso di inottemperanza alle disposizioni regolatorie, sono adottati i conseguenti provvedimenti a carattere sanzionatorio e/o prescrittivo nei confronti degli operatori.

Già nel 2014, l'Autorità ha avviato un'**indagine conoscitiva pluriennale in merito agli investimenti delle imprese regolate**. Nell'ambito di tale indagine, l'Autorità ha ulteriormente sviluppato i controlli di natura documentale sui costi di investimento dichiarati ai fini della determinazione delle tariffe pagate dai clienti finali. I controlli sono svolti con la collaborazione della Guardia di Finanza. In particolare, nel primo semestre del 2017, a seguito dell'esame della documentazione trasmessa da Italgas, si sono concluse le attività istruttorie con riferimento ai costi della Società sostenuti per i versamenti relativi a un'imposta locale al Comune di Roma negli anni 2009 e 2010, ed è stata avviata l'attività istruttoria riferita ai medesimi costi per gli anni 2011, 2012 e 2013. Con riferimento a questi ultimi la Società ha reso disponibile ulteriore documentazione attualmente in corso di valutazione.

L'ambito dell'indagine pluriennale di cui alla deliberazione citata è stato inoltre ulteriormente esteso con riferimento alle rettifiche tariffarie richieste dalla società Napoletana Gas, fusa per incorporazione in Italgas reti con effetti dall'1 ottobre 2017. Il termine per la chiusura dell'istruttoria è stato fissato al 30 giugno 2018.

Nell'anno 2017 sono state effettuate nel complesso 124 **verifiche ispettive**. Di queste, 8 hanno riguardato argomenti sulla tutela dei consumatori, 5 il controllo di tariffe e il rispetto delle disposizioni in materia di *unbundling*, 5 relative a comportamenti sui mercati all'ingrosso e *retail*.

Misure per la promozione effettiva della concorrenza

Come si è già illustrato nel paragrafo dedicato alle principali novità nell'ambito della legislazione nazionale (crf. il capitolo 2), nel 2017 è stata approvata la **legge concorrenza** (la legge 4 agosto 2017, n. 124), che ha introdotto norme relative al mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale finalizzate in particolare (i) alla cessazione, a partire dall'1 luglio 2019, della disciplina transitoria dei prezzi definita dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, e (ii) all'introduzione di interventi a supporto dell'ulteriore sviluppo dei mercati *retail*.

Ai sensi di quanto stabilito dalla legge 124/2017, l'Autorità ha approvato e trasmesso al Ministro dello sviluppo economico il *Rapporto relativo al monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas*. In tale Rapporto sono descritti:

- l'operatività del portale informatico previsto dalla medesima legge concorrenza e già avviato dall'Autorità;
- il completamento del quadro normativo e regolatorio e l'efficacia degli strumenti necessari a garantire il rispetto delle tempistiche di *switching* secondo quanto previsto delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE del Parlamento europeo e del Consiglio;
- il completamento del quadro normativo e regolatorio e l'efficacia degli strumenti necessari a garantire il rispetto delle tempistiche di fatturazione e conguaglio secondo quanto previsto dalle direttive di cui sopra;

- l'operatività del Sistema informatico integrato (SII);
- il completamento del quadro normativo e regolatorio e il rispetto delle disposizioni dell'Autorità in materia di implementazione del *brand unbundling*, secondo quanto previsto dalle direttive di cui sopra.

Misure per la promozione effettiva della concorrenza: disciplina dei prezzi delle condizioni standard

Come più volte ricordato nell'*Annual Report*, nel settore dell'energia elettrica, la legge 3 agosto 2007, n. 125, ha completato la liberalizzazione del mercato *retail* e ha al contempo istituito il servizio di maggior tutela, disciplinato dall'Autorità e destinato ai clienti domestici e alle piccole imprese che non scelgono un venditore nel mercato libero. Il servizio di maggior tutela assolve a due finalità: assicurare, da un lato, la continuità del servizio elettrico (funzione di servizio universale) e, dall'altro, una qualità contrattuale specifica a prezzi ragionevoli (funzione di controllo di prezzo). Quest'ultima finalità è stata rimossa a partire dall'1 luglio 2019, dalla già citata legge 124/2017, che, come si è detto, ha affidato all'Autorità il compito di adottare disposizioni per assicurare, alla medesima data, il servizio di salvaguardia ai clienti domestici e alle piccole imprese senza un fornitore di energia elettrica attraverso procedure concorsuali per aree territoriali e a condizioni che incentivino il passaggio al mercato libero. Tale servizio avrà quindi il compito di garantire la continuità del servizio (funzione di servizio universale) in casi residuali in cui il cliente non sia rifornito nel mercato libero.

Fino alla data di cessazione del servizio a condizioni standard, e cioè della disciplina transitoria dei prezzi, la regolazione del servizio da parte dell'Autorità avviene in ossequio ai principi di temporaneità rispetto al processo di apertura del mercato e di proporzionalità, individuati dalla Corte di giustizia europea¹⁸⁵. A tal fine l'Autorità ha disposto¹⁸⁶ dall'1 gennaio 2017, la revisione delle condizioni di erogazione del servizio di maggior tutela con l'obiettivo di rendere le caratteristiche di questo servizio maggiormente coerenti con quelle di servizio universale. In particolare, sono state modificate le modalità per la determinazione dei corrispettivi a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica, stabilendo che il costo di acquisto dell'energia elettrica (elemento PE del corrispettivo PED) sia determinato con esclusivo riferimento al prezzo nei mercati a pronti all'ingrosso dell'energia elettrica. Così come sono state modificate le modalità per la determinazione dei costi di commercializzazione.

Tutela SIMILE

Con l'intento di favorire il graduale assorbimento dei meccanismi di tutela di prezzo, ma anche di consentire la maturazione di un mercato *retail* di massa e, quindi, l'uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela verso il mercato libero, l'Autorità ha inoltre introdotto¹⁸⁷ un nuovo contratto di mercato libero, denominato *Tutela SIMILE*.

A partire dall'1 luglio 2017 e fino al 30 giugno 2018, i clienti serviti in maggior tutela possono pertanto sottoscrivere, scegliendo tra un gruppo di fornitori ammessi in possesso di particolari

¹⁸⁵ Sentenza della Corte di Giustizia europea – Grande Sezione, 20 aprile 2010, procedimento C-265/08.

¹⁸⁶ Con la delibera 4 novembre 2016, 633/2016/R/eel, operativa dal 1° gennaio 2017.

¹⁸⁷ Con la delibera 7 luglio 2016, 369/2016/R/eel.

requisiti, questo nuovo contratto. Concretamente tale contratto Tutela SIMILE prevede condizioni standard, definite dall'Autorità, e ha per oggetto la sola fornitura di elettricità; è, pertanto, esclusa la possibilità di fornire servizi aggiuntivi. In tale contratto le condizioni economiche sono pari a quelle del servizio di maggior tutela, al netto di uno sconto, liberamente definito da ciascun venditore, da corrispondere nella prima fattura (c.d. "bonus *una tantum*").

Il cliente può aderire alla Tutela SIMILE solo una volta, nel senso che il contratto ha durata di un anno a partire dalla data di *switching* e non è rinnovabile; al termine della Tutela SIMILE, il cliente può scegliere se continuare a essere servito nel mercato libero dal fornitore ammesso o da un altro venditore liberamente scelto oppure se rientrare nel servizio di maggior tutela; in mancanza di una scelta espressa, il cliente continuerà ad essere servito dal fornitore di *Tutela SIMILE*, che gli applicherà le condizioni previste dalla c.d. "offerta PLACET" (descritta nel seguito).

I fornitori ammessi alla *Tutela SIMILE* sono 27 importanti società di vendita che operano a livello nazionale; i *bonus una tantum* da loro offerti¹⁸⁸, differenziati per clienti domestici e non domestici, vanno da un minimo di 10 euro a un massimo di 200 euro.

Alla data dell'1 aprile 2018 risultano serviti in *Tutela SIMILE* a seguito di *switching* 3.779 clienti, quasi tutti domestici (95,7%).

Rispetto al fornitore di *Tutela SIMILE* scelto dai clienti, si nota come nel 12% dei casi si tratti dello stesso soggetto che già erogava al cliente finale il servizio di maggior tutela e nel 40% dei casi si tratti del fornitore che già serve il cliente nel settore del gas naturale.

Tenuto poi conto delle volture e delle attivazioni, i clienti complessivamente serviti in *Tutela SIMILE* a seguito di *switching*, attivazione o voltura sono 9.003.

Le offerte PLACET

L'aumento della comprensione delle offerte commerciali da parte dei clienti finali è un presupposto fondamentale per la loro partecipazione attiva al mercato. Tale partecipazione è indispensabile per raggiungere un assetto in cui il mercato libero costituisca la modalità normale di acquisto dell'energia elettrica e del gas anche per i clienti di piccola dimensione, soprattutto, in vista della fine dei servizi a condizioni standard che, come più volte menzionato, avrà luogo l'1 luglio 2019 come stabilito dalla legge 124/2017. Perciò l'Autorità ha, quindi, introdotto¹⁸⁹, sia per il settore dell'energia elettrica che per quello del gas naturale, le offerte a Prezzo Libero A Condizioni Equiparate di Tutela (offerte PLACET).

Le offerte PLACET hanno lo scopo di accrescere la capacità di valutazione delle offerte commerciali presenti sul mercato libero. In pratica questo obiettivo viene soddisfatto mediante l'individuazione di strutture di offerta facilmente comprensibili, comparabili tra venditori (differenziate solo nel livello di prezzo) e distinte da ogni proposta di servizi aggiuntivi dello stesso venditore. Le PLACET si applicano ai clienti di piccole dimensioni serviti nel mercato libero identificati, per il settore elettrico, con tutti i clienti (domestici e non domestici) connessi alla rete in bassa tensione e, per il settore del gas naturale, con i clienti finali (domestici, condomini uso domestico e altri usi) titolari di punti con consumi annui inferiori a 200.000 S(m³). Ogni venditore del mercato libero è quindi obbligato a inserire nel proprio menù di offerte commerciali due formule di offerte PLACET - una a prezzo fisso e una a prezzo variabile - caratterizzate da condizioni generali di fornitura fissate

¹⁸⁸ Il bonus *una tantum* è fisso per tutta la durata della *Tutela SIMILE* dall'1 gennaio 2017 al 30 giugno 2018.

¹⁸⁹ Con la delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com.

dall’Autorità con l’eccezione delle condizioni economiche, i cui livelli sono liberamente definiti dal venditore (in accordo a una struttura predefinita di corrispettivi). In entrambi i casi, il prezzo dell’energia è articolato in una quota fissa espressa in €/cliente/anno e una quota energia espressa in €/kWh o €/S(m³) e quindi proporzionale ai volumi consumati.

In dettaglio, le offerte PLACET dell’energia elettrica a prezzo variabile prevedono, in ogni mese, un prezzo indicizzato al PUN (Prezzo Unico Nazionale) espresso in €/kWh, così come determinato dal GME. Il prezzo è differenziato per fasce orarie in presenza di un contatore telegestito. In particolare, per i clienti domestici telegestiti, il prezzo è differenziato nelle fasce orarie F1 e F23, mentre, per i clienti non domestici telegestiti, esso è differenziato nelle fasce orarie F1, F2 e F3¹⁹⁰. Per i clienti, domestici e non domestici, che non hanno un contatore telegestito il prezzo è lo stesso in tutte le ore.

Le offerte PLACET di gas naturale a prezzo variabile prevedono un prezzo indicizzato al TTF determinato in ogni trimestre come media aritmetica delle quotazioni *forward* trimestrali OTC relative al trimestre in questione, presso l’hub TTF, rilevate da ICIS-Heren con riferimento al secondo mese solare antecedente il medesimo trimestre.

Alla fine del 2017 l’Autorità ha, tra l’altro, individuato¹⁹¹ nel Portale per la raccolta e la pubblicazione in modalità *open data* di tutte le offerte presenti sul mercato di vendita al dettaglio elettrico e gas lo strumento per la comparazione delle offerte PLACET. Tale portale verrà realizzato e gestito dal Gestore del SII¹⁹².

Inoltre per le offerte PLACET l’Autorità ha approvato¹⁹³ (con il contributo dei partecipanti a un apposito Tavolo di lavoro permanente rappresentativo sia degli interessi della domanda che dell’offerta), un modulo delle condizioni generali di fornitura, utilizzabile su base volontaria da parte dei venditori, che costituisce il *benchmark* per la redazione dei contratti di somministrazione. I venditori che adottano questo modulo non possono modificare e/o integrarne le relative clausole, mentre coloro che non lo adottano devono comunque conformarsi alla disciplina delle offerte PLACET ai fini della redazione delle condizioni generali di fornitura dei relativi contratti. La disciplina delle offerte PLACET e il Portale per la raccolta e la pubblicazione delle offerte presenti sul mercato libero sono gli strumenti predisposti dall’Autorità per garantire la confrontabilità e l’evidenza pubblica delle offerte di fornitura di energia elettrica e gas, richieste dalla legge 124/2017.

In attesa della realizzazione del Portale, occorre ricordare che resta operativo il **Trova Offerte**, un sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas rivolte ai clienti domestici che l’Autorità ha organizzato già da molti anni, ma nel quale la pubblicazione delle offerte da parte dei venditori è volontaria.

¹⁹⁰ Più precisamente, le fasce sono definite così:

- F1 (ore di punta): dalle 8:00 di mattina alle 19:00 dal lunedì al venerdì, festività nazionali escluse.
- F2 (ore intermedie): dalle ore 7:00 alle ore 8:00 la mattina, dalle ore 19:00 alle ore 23:00 dal lunedì al venerdì e dalle ore 7:00 alle ore 23:00 il sabato, festività nazionali escluse.
- F3 (ore fuori punta): dalle ore 00.00 alle ore 7.00 e dalle ore 23.00 alle ore 24.00 dal lunedì al sabato, la domenica e festivi tutte le ore della giornata.
- F23: dalle 19:00 alle 8:00 di tutti i giorni, comprese le domeniche e i giorni festivi. Questa fascia comprende le ore incluse nelle fasce F2 e F3.

¹⁹¹ Con la delibera 5 dicembre 2017, 848/2017/R/com.

¹⁹² Con la delibera 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com, descritta più in dettaglio nel capitolo sulla tutela dei consumatori del presente Rapporto.

¹⁹³ Sempre con la delibera 15 febbraio 2018, 89/2018/R/com.

3.3 Sicurezza delle forniture

3.3.1 Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica

Il monitoraggio del bilancio fra domanda e offerta di energia elettrica non rientra fra le competenze dell'Autorità: ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per lo sviluppo economico (MSE).

3.3.2 Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture

Ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 le seguenti funzioni in materia di monitoraggio degli investimenti di capacità sono state attribuite al MSE:

- sicurezza operative delle reti (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- investimenti nelle capacità di interconnessione nei prossimi 5 anni o più (art. 7 direttiva 89/2005/CE);
- domanda e fornitura prevista per i prossimi 5 anni e 1-15 anni (art. 7 direttiva 89/2005/CE).

Mercato della capacità

Il processo finalizzato all'avvio del Mercato della capacità ha richiesto, negli ultimi anni, la gestione in parallelo:

- della relazione con la Commissione europea, ai fini della notifica e della decisione sulla compatibilità della misura con la disciplina comunitaria sugli aiuti di Stato;
- del processo di completamento del quadro di regole necessario ai fini dell'avvio delle aste di capacità.

Sul fronte europeo, dopo un articolato processo di pre-notifica, il Ministero dello sviluppo economico, nel mese di agosto 2017, ha notificato formalmente la misura alla Commissione. Quest'ultima nel febbraio 2018 ha approvato, alla luce delle norme comunitarie sugli aiuti di Stato, il Mercato della capacità italiano, concludendo che la misura concepita dall'Italia contribuirà a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento, tutelando nel contempo la concorrenza nel mercato unico. La Commissione ha, inoltre, ribadito come, a differenza di altri meccanismi di capacità esaminati e approvati, il Mercato della capacità italiano possiede elementi peculiari che ne garantiscono l'efficacia.

Sul fronte nazionale, nel corso dell'anno 2017 si è dato seguito al processo di revisione delle regole del Mercato della capacità avviato nel corso dell'anno precedente. Tale processo si è reso necessario, da un lato, per ottenere dalla Commissione la decisione di compatibilità rispetto alla normativa comunitaria sugli aiuti di Stato, e dall'altro lato, per dare seguito alla proposta dell'Autorità di anticipare l'entrata in operatività del Mercato della capacità mediante la

definizione di una fase di prima attuazione del meccanismo. L'Autorità ha espresso¹⁹⁴ i propri orientamenti sugli aspetti rilevanti per lo svolgimento delle prime aste del Mercato della capacità, tra i quali il prezzo di esercizio, la partecipazione attiva della domanda, i parametri economici per la definizione della curva di domanda, lo standard di adeguatezza, la relazione tra detto standard e i principali parametri economici del Mercato e la gestione del rischio di esercizio del potere di mercato.

Per quanto attiene al prezzo di esercizio, l'Autorità ha posto in consultazione i valori dei parametri tecnici rilevanti per la determinazione dello stesso (componente combustibile, componente emissioni, componente smaltimento e componente altri oneri e rischi) e alcune modifiche e integrazioni alla metodologia di calcolo del prezzo esplicitata nello schema di disciplina di Terna. L'Autorità ha altresì descritto le ragioni a supporto dell'ipotesi di considerare il gas naturale come combustibile di riferimento ai fini del calcolo del prezzo di esercizio. Al fine di limitare i rischi per gli operatori, l'Autorità ha infine delineato i criteri per la modifica della metodologia suddetta, chiarendo, per esempio, che le variazioni saranno soggette al principio di non retroattività.

In merito alla partecipazione della domanda al Mercato della capacità, l'Autorità ritiene che:

- la domanda, a differenza della produzione, non possa fornire adeguatezza ad altra domanda, ma, al più, possa decidere di provvedere autonomamente alla propria esigenza di adeguatezza;
- la domanda che intenda partecipare attivamente al Mercato della capacità non risulti penalizzata dal livello cui è fissato il prezzo di esercizio, in ragione del doppio ruolo ricoperto dalla domanda stessa nel caso assuma impegni di capacità (consumatore di adeguatezza e fornitore della stessa).

La domanda che è impegnata nel Mercato della capacità (*DSR impegnata*), ovvero che, in relazione alla propria capacità, ha offerto sul citato mercato un premio non superiore al premio di equilibrio, è una domanda di capacità che implicitamente chiede sia che Terna non approvvigioni capacità di produzione per la sua adeguatezza, in quanto è in grado di provvedere autonomamente, sia che Terna non la includa nel novero dei soggetti che sostengono l'onere netto del Mercato. Le sopra descritte istanze implicite della *DSR impegnata* implicano che i flussi finanziari dal/al sistema del Mercato alla/dalla citata *DSR* debbano essere tali da neutralizzare la posizione di quest'ultima all'interno del sistema medesimo. Al fine di assicurare la perfetta neutralizzazione della posizione della *DSR impegnata* rispetto al sistema del Mercato, l'Autorità è orientata a fare in modo che la *DSR* non paghi e non riceva alcun premio e corrispettivo variabile a/da Terna con riferimento al Mercato e, contestualmente, che rispetti il requisito della distaccabilità selettiva. In altri termini, a fronte dell'obbligo di rendere disponibile la riduzione del proprio carico, alla *DSR impegnata* sarebbe riconosciuto il diritto di non sostenere il corrispettivo a copertura degli oneri derivanti dal Mercato. Queste considerazioni evidenziano come:

- il Mercato della capacità rimanga intrinsecamente uno strumento per l'approvvigionamento di capacità di produzione per la domanda, con un anticipo sufficiente a consentire la realizzazione di nuova capacità di produzione laddove quella esistente non sia sufficiente;
- nel caso in cui una parte della domanda sia *DSR impegnata*, vale a dire una parte della domanda non fruisca del servizio di copertura offerto dal Mercato della capacità, detto

¹⁹⁴ Documento per la consultazione 3 agosto 2017, 592/2017/R/eel.

mercato sia volto ad approvvigionare capacità di produzione soltanto per la domanda di capacità diversa dalla *DSR* impegnata;

- il prezzo di esercizio rimanga un parametro rappresentativo del costo variabile di produzione e non del costo marginale della domanda.

Con riferimento alle curve di domanda di capacità, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti in merito ai parametri economici delle curve elaborate secondo la metodologia consultata da Terna nel mese di gennaio 2017. Quest'ultima metodologia prevede che le curve di domanda siano definite, per ciascuna area, come interpolazione lineare di quattro punti. Sull'asse delle ascisse, Terna definirebbe, per ciascuna area, la capacità corrispondente a determinati livelli di adeguatezza definiti *ex ante* e misurati in termini di *Loss of Load Expectation (LOLE)*, vale a dire di numero atteso di ore all'anno nelle quali la capacità di produzione disponibile non è tale da soddisfare strutturalmente la somma dei consumi e dei margini di riserva di potenza necessari a rispettare prefissati standard di sicurezza e di qualità del servizio. Sull'asse delle ordinate sarebbe rappresentata la volontà di pagare del sistema elettrico e, quindi, il premio (in euro/MW/anno) da riconoscere alle risorse selezionate, attraverso il meccanismo competitivo, in corrispondenza dei predetti livelli di adeguatezza. Il punto centrale di ciascuna curva presenterebbe un'ascissa pari alla quantità di capacità corrispondente all'obiettivo di adeguatezza e un'ordinata pari al costo fisso che occorre sostenere per rendere possibile la realizzazione di nuova capacità di punta.

Nel documento per la consultazione, l'Autorità ha illustrato la relazione che intercorre tra l'obiettivo di adeguatezza espresso in termini di *LOLE*, il costo fisso della nuova capacità di generazione di punta (*CONE*) e il valore per il consumatore dell'energia non fornita ai fini dell'adeguatezza (*VOLL*). Questa relazione risulta, tra l'altro, rilevante in sede di scelta preventiva del valore obiettivo di *LOLE*, in quanto evidenzia la necessità di selezionare un valore che, in equilibrio, sia compatibile con il *VOLL*, dato il *CONE* corrispondente all'obiettivo di adeguatezza e il costo variabile della tecnologia di produzione di punta.

L'Autorità ha altresì consultato specifiche misure di gestione del rischio di esercizio del potere di mercato, per considerare il fatto che, in base alle analisi elaborate da Terna, la fase di eccesso di offerta di capacità ai fini dell'adeguatezza potrebbe essere stata superata. Questa circostanza potrebbe avere un rilevante impatto sul grado di concorrenzialità atteso nelle prime aste del Mercato della capacità, al punto da rendere possibili esiti caratterizzati da esercizio di potere di mercato da parte dei titolari di capacità esistente, a causa dell'assenza di sufficiente pressione competitiva esercitata dalla capacità di nuova realizzazione. In tali condizioni, lo svolgimento delle procedure concorsuali della fase di prima attuazione potrebbe risultare critico a causa del rischio concreto che l'onere connesso al riconoscimento dei premi risulti particolarmente elevato, pur in presenza di un parco di generazione sostanzialmente invariato (per il limitato contributo atteso della capacità nuova).

Secondo quanto esplicitato nel documento per la consultazione, per l'implementazione della fase di prima attuazione, sarebbe necessario, pertanto, adottare misure volte a prevenire gli effetti dell'esercizio del potere di mercato da parte dei titolari della capacità esistente, al fine di proteggere il consumatore finale. Inoltre, per la medesima finalità, sarebbe opportuno procedere con cautela anche all'avvio della fase di piena attuazione, in considerazione delle difficoltà a stimare la pressione competitiva che la capacità nuova sarà in grado di esercitare. Detta pressione dipende da molteplici variabili, alcune delle quali esterne al sistema del Mercato della capacità, quali, per esempio, il livello delle barriere amministrative rappresentate dai processi autorizzativi. Inoltre, laddove la concorrenza potenziale dipende da parametri del sistema del Mercato della

capacità, come la durata del periodo di pianificazione e del periodo di consegna e il valore massimo del premio per la capacità nuova, la reale efficacia delle scelte effettuate su detti parametri rispetto all'attivazione degli investimenti in nuova capacità può essere valutata soltanto a valle delle prime aste. Alla luce di ciò, l'Autorità ritiene opportuno, almeno nelle prime aste, differenziare il valore massimo del premio della capacità esistente dal valore massimo del premio della capacità nuova, adottando specifici accorgimenti volti a tenere conto del graduale incremento del periodo di pianificazione. L'Autorità ha espresso l'orientamento di determinare il valore massimo del premio della capacità nuova in base al costo fisso della nuova capacità di punta e il valore massimo del premio della capacità esistente in linea con i costi fissi operativi annui per MW (esclusa la quota di ammortamento) della tecnologia di produzione programmabile prevalente nel parco di generazione esistente (ciclo combinato).

3.3.3 Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta

Le misure per far fronte ai picchi della domanda e alle carenze delle forniture di uno o più fornitori non rientrano fra le competenze dell'Autorità: ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per lo sviluppo economico.

4 IL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione delle infrastrutture

4.1.1 Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

La disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile è comune ai settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Pertanto, per questa parte si rinvia a quanto illustrato per il settore elettrico al paragrafo 3.1.1.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

Nell'aprile 2017 l'Autorità ha disposto¹⁹⁵ la ricertificazione preliminare per Società Gasdotti Italia S.p.a. quale gestore di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria, ai sensi degli articoli 10 e 11 della direttiva 2009/73/CE. La ricertificazione della società, già certificata come gestore di trasporto secondo il modello di separazione proprietaria, si è resa necessaria a seguito della modifica dell'assetto di controllo della stessa (in quanto dal 15 settembre 2016 Società Gasdotti Italia è stata acquisita dalla società lussemburghese Sole Holdings Sarl, a sua volta partecipata da Macquarie European Infrastructure Fund 4 e Swiss Life GIO II EUR Holding) ed è stata finalizzata ad accertare la permanenza delle condizioni poste alla base della prima certificazione adottata e il rispetto degli obblighi previsti dal modello di separazione proprietaria di cui all'articolo 9 paragrafo 1, lettere b), c) e d) della direttiva 2009/73/CE, nonché a verificare che l'acquisizione del controllo del gestore del sistema di trasporto da parte di soggetti di paesi terzi non metta a rischio la sicurezza dell'approvvigionamento energetico dello Stato membro e della Comunità, come previsto dall'articolo 11 della direttiva 2009/73/CE. A seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi degli articoli 10, par. 6, e 11, par. 6, della direttiva 2009/73/CE e dell'articolo 3 del regolamento CE 715/2009, l'Autorità ha quindi adottato¹⁹⁶ la decisione finale di certificazione per Società Gasdotti Italia S.p.a. quale di gestore di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria, ai sensi dei citati articoli 10 e 11, della direttiva 2009/73/CE.

4.1.2 Regolamentazione tecnica

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Il 2017 è stato il primo anno di operatività del nuovo regime di bilanciamento, secondo il modello definito nel giugno 2016¹⁹⁷ che recepisce integralmente il regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014. Benché il passaggio tra il vecchio¹⁹⁸ e il nuovo regime sia avvenuto l'1 ottobre 2016,

¹⁹⁵ Delibera 6 aprile 2017, 219/2017/R/gas.

¹⁹⁶ Delibera 3 agosto 2017, 577/2017/R/gas.

¹⁹⁷ Delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas.

¹⁹⁸ Il vecchio regime di bilanciamento era stato introdotto il 14 aprile 2011, delibera ARG/gas 45/11.

senza l'introduzione delle misure transitorie e di gradualità che il regolamento europeo avrebbe consentito, il primo anno di funzionamento non ha registrato particolari criticità.

Nella "Relazione sui primi sei mesi di funzionamento", pubblicata dall'Autorità nel maggio 2017 sul proprio sito internet, è stato rilevato come il nuovo mercato si sia inserito con continuità nei mercati preesistenti senza effetti rilevanti rispetto ai trend da questi registrati in precedenza, a parte la volatilità fisiologica dei prodotti infragiornalieri. Le prime analisi qualitative e quantitative hanno mostrato un andamento generalmente soddisfacente del nuovo bilanciamento. Il meccanismo ha mostrato di funzionare bene anche se l'inverno non ha sottoposto il sistema a momenti di tensione, fatti salvi alcuni giorni caratterizzati da consumi particolarmente elevati. Inoltre, rispetto al regime preesistente in cui, in caso di scarsità di gas, era attivata la c.d. sessione di mercato *locational*, i picchi di prezzo che si sono registrati non raggiungono i valori del periodo precedente e appaiono più proporzionati rispetto alle reali esigenze del sistema.

Gli interventi dell'Autorità in materia di bilanciamento si sono quindi concentrati sull'affinamento della taratura degli incentivi a Snam Rete Gas, introdotti nel 2016¹⁹⁹ e rivisti nel 2017²⁰⁰. Osservando che lo schema di incentivazione originario è stato nel complesso efficace nel perseguire gli obiettivi di efficienza delle azioni di bilanciamento, l'Autorità ha rimodulato i parametri in base all'esperienza acquisita. Tale rimodulazione non ha modificato gli obiettivi che Snam Rete Gas deve perseguire per trarre il massimo profitto dagli incentivi.

Nel maggio 2017 sono state definite²⁰¹, in linea con le previsioni del Testo Integrato Bilanciamento, le misure volte a garantire la neutralità del responsabile del sistema di bilanciamento rispetto alle partite economiche derivanti dalla gestione del *line-pack*, del gas non contabilizzato (GNC) e del gas di autoconsumo e perdite di rete.

L'Italia, confrontata con altri paesi europei, appare quindi in una posizione avanzata di implementazione del regolamento UE 312/2014.

Riforma della disciplina del *settlement*

Nell'agosto 2017 l'Autorità ha esposto²⁰² i propri orientamenti in merito alla semplificazione delle modalità di esecuzione delle sessioni di bilanciamento e di aggiustamento previste dalla vigente disciplina del *settlement* gas, affrontando anche le problematiche emerse durante il suo periodo di applicazione in relazione sia alla determinazione delle partite economiche a seguito dell'effettuazione della sessione di aggiustamento, sia alla possibile presenza di barriere all'accesso e alla contendibilità del mercato *retail*, dovute all'esistenza di una differenza tra i quantitativi immessi all'impianto di distribuzione e quelli prelevati dai clienti finali serviti dal medesimo, differenza che - come risulta dai dati raccolti relativamente agli anni passati - è caratterizzata da una rilevante variabilità temporale e territoriale.

Ai fini della gestione delle sessioni di aggiustamento per gli anni pregressi, dal 2013 all'avvio della nuova disciplina, l'Autorità ha previsto²⁰³:

- in relazione alla determinazione delle partite di aggiustamento, l'applicazione di un procedimento articolato in due processi:

¹⁹⁹ Delibera 6 ottobre 2016, 554/2016/R/gas.

²⁰⁰ Delibera 28 settembre 2017, 661/2017/R/gas.

²⁰¹ Delibera 18 maggio 2017, 349/2017/R/gas.

²⁰² Documento per la consultazione 3 agosto 2017, 590/2017/R/gas.

²⁰³ Delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas.

- il primo funzionale al calcolo del conguaglio delle partite economiche attribuite all'utente del bilanciamento (UdB) al momento del bilancio definitivo, applicando nuovamente l'algoritmo già utilizzato in sessione di bilanciamento, a oggi in vigore, e rideterminando il disequilibrio di ciascun UdB;
- il secondo volto a valorizzare la quantità di competenza di ogni UdB, oggetto di compensazione, della differenza tra immesso e prelevato al punto di riconsegna della rete di trasporto interconnesso con la rete di distribuzione (*city gate*), ripartendo la quota annua riconosciuta di tale differenza in proporzione ai prelievi allocati nell'anno all'UdB presso il medesimo *city gate*;
- l'effettuazione della sola sessione di aggiustamento pluriennale già prevista per maggio 2018 ai sensi della regolazione vigente, con riferimento agli anni 2013 - 2016, senza anticipare quella relativa al 2013 a dicembre 2017;
- che la pubblicazione degli esiti della sessione di aggiustamento pluriennale avvenga l'11 giugno 2018, tenendo conto dell'esigenza di prevedere adeguati tempi di verifica dei dati messi a disposizione dalle imprese di distribuzione.

Successivamente²⁰⁴ è stato completato il quadro regolatorio di riferimento per la determinazione delle partite relative alle sessioni di aggiustamento concernenti il periodo pregresso e sino all'entrata in vigore della nuova disciplina e inoltre è stato deciso di effettuare una raccolta di informazioni funzionale alla predisposizione dell'intervento di rettifica dei corrispettivi di scostamento, applicati per effetto di errore materiale commesso dall'impresa di distribuzione o a causa di un errore di misura.

Nel febbraio 2018, l'Autorità ha quindi avviato²⁰⁵ la riforma della disciplina del *settlement* gas che partirà l'1 gennaio 2020, approvando il "Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)", allegato alla stessa delibera. Il provvedimento (giunto a valle di tre consultazioni), prevede sostanziali modifiche alla vigente disciplina del *settlement* gas, in vista della sua completa riforma.

La nuova disciplina è volta ad assicurare l'efficiente erogazione dei servizi di bilanciamento e di trasporto del gas naturale, con riferimento alla determinazione dell'energia prelevata di competenza di ciascun utente del bilanciamento. Essa prevede tra l'altro di confermare l'esecuzione di sessioni di bilanciamento mensili e successive sessioni di aggiustamento (una per il conguaglio annuale ed una per il conguaglio pluriennale), volte a determinare per ciascun utente del bilanciamento le partite fisiche ed economiche del gas prelevato dal sistema di trasporto in ciascun giorno gas, dettagliato per utente della distribuzione; una semplificazione delle procedure; di porre in capo al SII la responsabilità di mettere a disposizione del responsabile del bilanciamento i dati di prelievo giornalieri dei clienti finali funzionali alla determinazione delle partite di bilanciamento e di aggiustamento.

Al fine di consentire le implementazioni necessarie da parte del SII e del responsabile del bilanciamento, è stato deciso che l'avvio a regime avvenga a partire dall'1 gennaio 2020.

Il provvedimento del febbraio 2018, infine, avvia anche nuovi provvedimenti, volti al completamento della riforma.

²⁰⁴ Delibera 23 novembre 2017, 782/2017/R/gas.

²⁰⁵ Con la delibera 9 febbraio 2018, 72/2018/R/gas.

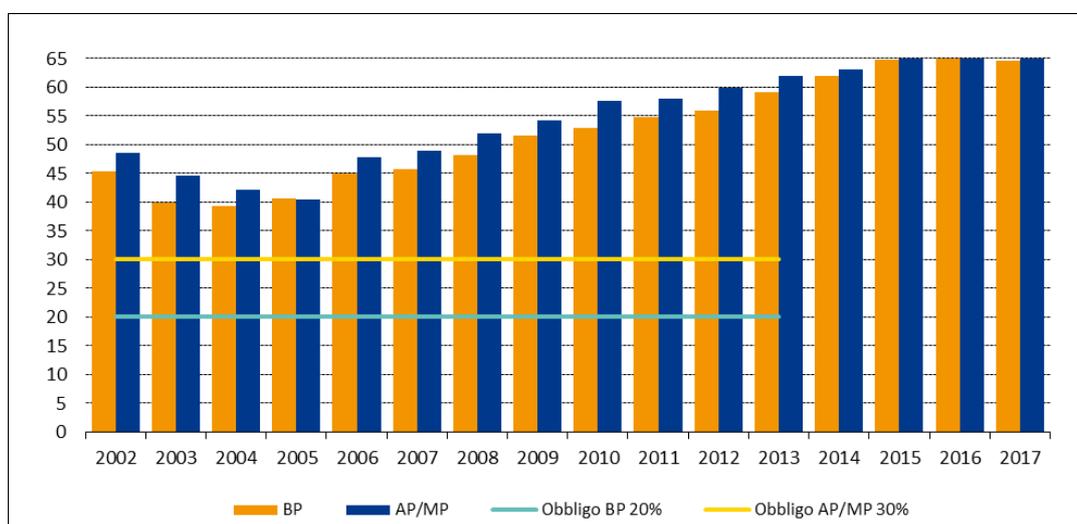
Qualità del servizio di distribuzione del gas

Alla fine del 2013 è stata approvata²⁰⁶ la *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 – 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). La RQDG 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, di scoppi e di 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 negli ultimi quindici anni.

La figura 4.1 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 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 2017 si registra una diminuzione rispetto al 2016, pur permanendo la percentuale di rete ispezionata superiore ai livelli rilevati prima del 2014. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini.

Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata dal 2002



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

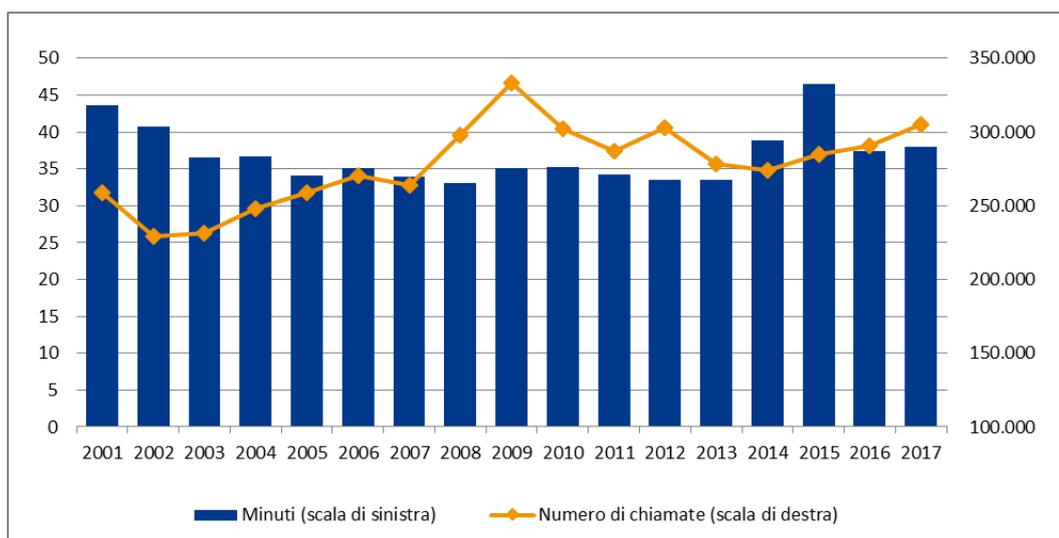
Con riferimento agli obblighi in materia di pronto intervento, la figura 4.2 mostra il tempo di arrivo sul luogo di chiamata (telefonica), per il quale si registra un valore medio nazionale di 38 minuti, lievemente aumentato rispetto al 2016. L'obbligo prevede una percentuale minima annua di chiamate 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 a partire dall'1 luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto

²⁰⁶ Con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.

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.

Figura 4.2 Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2017

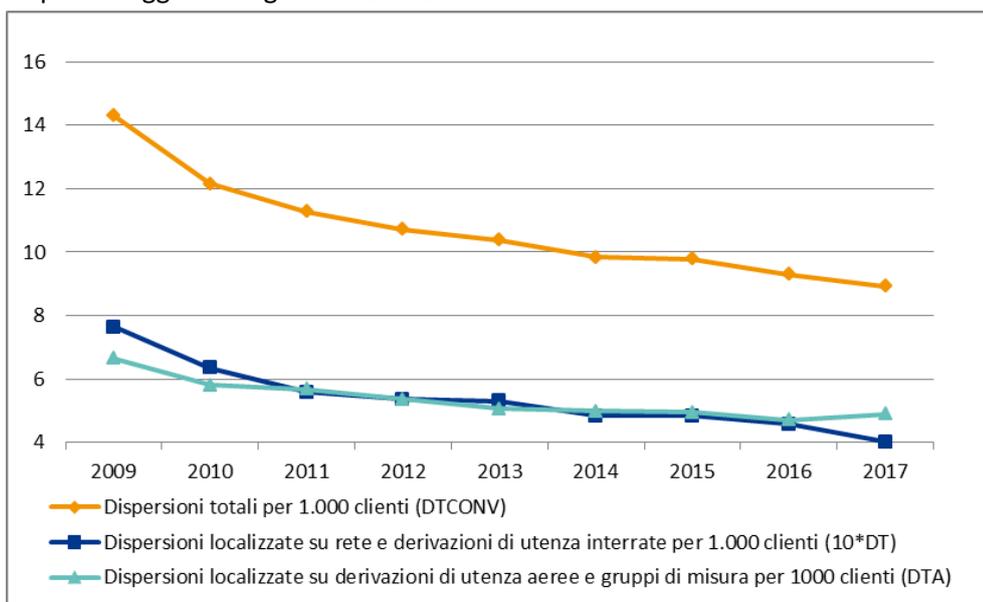
Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

Figura 4.3 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti

Impianti soggetti a regolazione incentivante – Periodo 2009-2017



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'ARERA.

La figura 4.3 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 riscontra un significativo trend decrescente per la rete interrata (10*DT), mentre per la rete aerea

(DTA) si rileva un aumento nell'ultimo anno; nel 2017 i parametri, 10*DT e DTA, si sono attestati su valori rispettivamente pari a 4 e poco meno di 5 dispersioni per migliaio di clienti finali.

Qualità del servizio di misura del gas

Nel luglio 2017 l'Autorità ha modificato²⁰⁷ la regolazione del servizio di misura per i punti di riconsegna connessi alle reti di distribuzione di gas naturale, al fine di migliorare le performance del servizio e, in particolare, di indurre le imprese di distribuzione alla rilevazione effettiva dei dati.

In dettaglio, in esito alla consultazione avviata nel settembre 2016²⁰⁸, è stato modificato il testo della "Regolazione della Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019" (RQDG)²⁰⁹, prevedendo:

- per i misuratori accessibili, la modifica dello standard relativo ai tentativi di raccolta di misura andati a buon fine, con la previsione di uno standard volto a rilevare le letture effettivamente acquisite e non i tentativi effettuabili, nonché l'introduzione di uno specifico indicatore per monitorare la percentuale di misuratori con letture effettive, differenziato per classi di consumo annuo;
- per i misuratori parzialmente accessibili, di assimilarli, ai fini delle performance di misura, ai misuratori non accessibili, applicando loro le stesse disposizioni;
- per i misuratori non accessibili, di definire obblighi di sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori elettronici (*smart*) nei casi in cui l'impresa di distribuzione non abbia acquisito almeno una lettura effettiva nel corso dell'ultimo anno, prevedendo che tali obblighi siano aggiuntivi rispetto a quelli già previsti dalla regolazione vigente in materia²¹⁰, e di stabilire una penalità unitaria annua a carico dell'impresa di distribuzione pari a 4 € per ogni misuratore nel caso di inadempimento degli obblighi di sostituzione.

Le nuove disposizioni, aventi applicazione dall'1 gennaio 2018, interessano:

- tutte le imprese di distribuzione di gas naturale, in relazione ai punti di riconsegna attivi con misuratore accessibile tradizionale o di tipo smart;
- le imprese di distribuzione di gas naturale con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2016, in relazione ai punti di riconsegna attivi con misuratore tradizionale parzialmente accessibile o non accessibile.

Tempi di connessione alle reti di trasporto e distribuzione

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di allacciamenti a metanodotti di trasporto o di allacciamenti a condotte 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 amministrative o adempimenti da parte del cliente finale che ha richiesto la connessione stessa. Il

²⁰⁷ Delibera 13 luglio 2017, 522/2017/R/gas.

²⁰⁸ Documento per la consultazione 22 settembre 2016, 518/2016/R/gas.

²⁰⁹ Allegato A della delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.

²¹⁰ Delibera 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas.

tempo medio è indicato in numero di giorni lavorativi impiegati per la realizzazione del punto di riconsegna e delle eventuali altre opere necessarie per rendere disponibile la capacità di trasporto, secondo quanto previsto dal contratto stipulato.

Nel 2017 sono state realizzate 66 connessioni con la Rete di trasmissione nazionale (RTN), di cui 54 in alta pressione e 12 in media pressione (Tavola 4.1). Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 52 giorni lavorativi (76,9 giorni per le condotte in alta pressione e 35,6 giorni per quelle in media pressione). Rispetto al 2016, lo scorso anno è stato realizzato complessivamente lo stesso numero di connessioni: tre in più sulla rete in alta pressione e tre in meno sulle reti di trasporto in media pressione. Il tempo medio di realizzazione degli allacciamenti, invece, è nettamente aumentato rispetto all'anno precedente in entrambi i casi: quasi venti giorni in più nel caso delle reti in alta e più che raddoppiato nelle reti in media (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 un incremento nel numero di connessioni realizzate (Tavola 4.2): nel 2017 è risultato pari a 124.114 contro le 122.109 del 2016. 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 accorciamento dei tempi di attesa per le connessioni, passato in media da 16,3 giorni lavorativi (escludendo l'unico allacciamento in alta pressione effettuato nel 2016) a 14,4 giorni lavorativi.

Tavola 4.1 Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2016		2017	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	57	58,8	54	76,9
Media pressione	9	10,9	12	35,6
TOTALE	66	30,0	66	52,1

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 4.2 Connessioni alle reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2016		2017	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	1	746,0	0	-
Alta pressione	4.136	24,9	3.602	21,2
Media pressione	117.972	7,8	120.512	7,7
TOTALE	122.109	259,6	124.114	14,4

(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.

Accesso al servizio di trasporto

Nell'aprile 2017 l'Autorità ha avviato²¹¹ un procedimento per l'integrazione e la modifica delle disposizioni vigenti in materia di allocazione di capacità esistente ed incrementale presso i punti di entrata interconnessi con l'estero, in attuazione del regolamento UE 459/2017 (cosiddetto regolamento nuovo CAM). Il regolamento nuovo CAM ha una portata più ampia rispetto al precedente regolamento 984/2013, implementato dall'Autorità nel 2014²¹², in quanto, oltre a confermare sostanzialmente le precedenti disposizioni in materia di allocazione della capacità esistente, disciplina la procedura per la realizzazione ed allocazione di capacità incrementale.

Nel giugno 2017 è stata modificata²¹³ la regolazione vigente in materia di penali per scostamento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di distribuzione di gas per autotrazione, dando attuazione a quanto disposto in materia dal decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257. Tale decreto prevedeva, infatti²¹⁴ che l'Autorità adottasse *"misure finalizzate all'eliminazione delle penali di supero di capacità giornaliera ai punti di riconsegna delle reti di trasporto e di distribuzione direttamente connessi agli impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione, per prelievi superiori fino al 50 per cento della capacità del punto di riconsegna, per un periodo complessivo, anche non continuativo, non superiore a novanta giorni all'anno"*.

Nel luglio 2017 l'Autorità ha completato²¹⁵ il progetto pilota²¹⁶ relativo al conferimento della capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, prevedendo l'introduzione, a partire dall'1 ottobre 2017, del prodotto di capacità mensile, in aggiunta ai prodotti di capacità annuale e giornaliero.

Nel settembre 2017 sono state introdotte disposizioni²¹⁷ che consentono ai titolari di capacità di trasporto di lungo periodo presso i punti di interconnessione con l'estero di rimodulare nel tempo i propri diritti di trasporto.

Nel dicembre 2017 l'Autorità ha modificato²¹⁸ le disposizioni vigenti in materia²¹⁹ in modo da estendere a tutti i punti di interconnessione con l'estero le modalità di conferimento della capacità per il servizio di trasporto continuo previste per i punti di interconnessione con l'Unione Europea e con la Svizzera e ad adeguare, coerentemente, le modalità di determinazione dei corrispettivi di scostamento.

Accesso al servizio di stoccaggio

Come accade dal 2013, anche nell'anno termico 2017-2018, il conferimento della capacità di stoccaggio è avvenuto con procedure concorsuali (aste). Ancora una volta la situazione di mercato, in Italia e in Europa, è caratterizzata da differenziali stagionali di prezzo molto ridotti e tali da rendere, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2017, l'acquisto di capacità di

²¹¹ Delibera 13 aprile 2017, 242/2017/R/gas.

²¹² Delibera 27 marzo 2014, 137/2014/R/gas.

²¹³ Delibera 28 giugno 2017, 487/2017/R/gas.

²¹⁴ Articolo 18, comma 18.8.

²¹⁵ Delibera 6 luglio 2017, 512/2017/R/gas, emanata in esito alla consultazione 25 maggio 2017, 373/2017/R/gas.

²¹⁶ Progetto pilota avviato con la delibera 24 giugno 2016, 336/2016/R/gas.

²¹⁷ Delibera 28 settembre 2017, 666/2017/R/gas, emanata in esito alla consultazione 3 agosto 2017, 576/2017/R/gas.

²¹⁸ Delibera 27 dicembre 2017, 914/2017/R/gas.

²¹⁹ Delibera 17 luglio 2002, 137/02.

stoccaggio un'opportunità per gli operatori e non una necessità. Ciò in ragione della disponibilità di gas invernale a prezzi poco superiori al gas estivo.

Questa situazione, che comprime la possibilità di conseguire ricavi da parte delle imprese di stoccaggio, ha reso necessaria, anche nel 2017 la definizione²²⁰ di un meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito oppure a debito) degli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio derivanti dalle procedure d'asta. In particolare, è stato rinnovato, anche per il 2017, il meccanismo con cui la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali salda mensilmente la differenza, a favore delle imprese di stoccaggio, tra i ricavi che avrebbero percepito con l'applicazione dei preesistenti corrispettivi di natura tariffaria e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2017 – 30 marzo 2018, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno²²¹.

Nell'agosto 2017 l'Autorità ha concluso²²² l'istruttoria conoscitiva i cui risultati sono contenuti nel "Resoconto dell'Istruttoria conoscitiva sullo stato delle prestazioni fornite dai campi di stoccaggio in concessione alla società Stogit S.p.a.". Il resoconto presenta un'analisi delle *performance* dei campi di stoccaggio, con particolare riferimento alla prestazione tecnica massima teorica in erogazione che, in base ai dati e informazioni forniti da Stogit nel corso dell'istruttoria, è risultata inferiore rispetto a quanto precedentemente definito. Tale riduzione delle prestazioni in erogazione è stata sostanzialmente ricondotta da Stogit a fenomeni di usura e danneggiamento dei pozzi dovuti ad un intenso utilizzo del sistema di stoccaggio e alla revisione dei criteri di stima delle prestazioni tecniche teoriche massime. In considerazione di quanto emerso dall'istruttoria e dell'importanza che il servizio di stoccaggio riveste nella formazione dei prezzi nel mercato del gas naturale italiano, nel resoconto si prospetta l'introduzione di sistemi incentivanti che stimolino le imprese di stoccaggio a massimizzare le disponibilità e le flessibilità prestazionali dei campi di stoccaggio, nel rispetto della loro integrità.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Con l'obiettivo di aumentare e di diversificare le fonti di approvvigionamento in Italia, il decreto del Ministro dello sviluppo economico 6 dicembre 2016 ha confermato, anche per il 2017, la possibilità di conferire capacità di rigassificazione attraverso le procedure d'asta, con un prezzo di riserva fissato dall'Autorità. Pertanto l'Autorità ha disciplinato²²³ le modalità di svolgimento delle procedure d'asta per il conferimento della capacità di rigassificazione (e di stoccaggio per il servizio integrato); successivamente²²⁴ sono stati definiti i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento delle capacità per il servizio integrato. Tali prezzi di riserva non sono stati resi noti al sistema.

L'Autorità ha approvato²²⁵ una proposta della società Terminale GNL Adriatico che ridefinisce le modalità di determinazione dei corrispettivi per i servizi di flessibilità coerentemente con le dinamiche dei prezzi di bilanciamento e del gas naturale rilevate a seguito dell'avvio del nuovo regime di bilanciamento²²⁶. In particolare è prevista, al fine della determinazione *ex ante* del

²²⁰ Delibera 3 agosto 2017, 589/2017/R/gas.

²²¹ Delibera 16 giugno 2016, 323/2016/R/gas.

²²² Delibera 589/2017/R/gas, di chiusura del procedimento avviato l'anno precedente con delibera 323/2016/R/gas.

²²³ Delibera 12 gennaio 2017, 6/2017/R/gas.

²²⁴ Delibera 16 febbraio 2017, 64/2017/R/gas.

²²⁵ Delibera 6 aprile 2017, 226/2017/R/gas.

²²⁶ Delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas.

corrispettivo di riconsegna per la flessibilità (CRF), la sostituzione del prezzo della PB-gas, non più disponibile quale riferimento di prezzo, con il *System Average Price*, di cui all'articolo 1, comma 2, lettera m) del Testo Integrato del Bilanciamento (TIB), aumentato dello *small adjustment*. Successivamente è stata approvata²²⁷ una proposta della società Terminale GNL Adriatico relativa ai corrispettivi per i servizi di flessibilità, come previsto dal testo integrato in materia di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto (TIRG).

Nel settembre 2017 l'Autorità ha definito²²⁸ una nuova disciplina in materia, che sostituisce quella varata nel 2015²²⁹. La nuova disciplina (TIRG) introduce criteri di mercato, basati su procedure ad asta, per l'allocazione della capacità di rigassificazione, sia di lungo sia di breve periodo, in linea con gli orientamenti prospettati in fase di consultazione²³⁰. Il TIRG prevede inoltre che, ai fini della gestione delle procedure di conferimento della capacità, le imprese di rigassificazione possano accedere ai servizi offerti dal Gestore dei mercati energetici (GME).

Accesso alle reti del gas per gli impianti di produzione di biometano

Nell'aprile 2017 l'Autorità ha avviato²³¹ un procedimento per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale²³² a seguito del recepimento a livello nazionale della norma europea EN 16723-1, approvata dal Comitato Europeo di Normazione (CEN) nel settembre 2016. In dettaglio, nel dicembre 2016, l'UNI ha pubblicato la norma UNI EN 16723-1, che costituisce la norma tecnica italiana recante le specifiche di qualità per il biometano da immettere nelle reti del gas naturale.

Nel giugno 2017 sono stati illustrati²³³ gli orientamenti dell'Autorità in materia di specifiche di qualità. In particolare, a seguito della ricognizione della normativa relativa all'immissione in rete, l'Autorità ha ipotizzato di modificare le disposizioni esistenti²³⁴, introducendo nuovi riferimenti normativi per i gestori in merito alle specifiche di qualità del biometano:

- il decreto ministeriale 19 febbraio 2007, per quanto riguarda le componenti comuni al gas naturale;
- la norma UNI EN 16723-1, per le componenti specifiche del biometano;
- il decreto 5 dicembre 2013, per le restrizioni relative all'utilizzo di talune matrici in relazione alle esigenze di salute pubblica, in attesa del consolidamento della normativa europea e nazionale.

Nella consultazione sono state anche indicate ipotesi di aggiornamento dei riferimenti per le modalità operative relative ai processi di misura della quantità e della qualità del biometano immesso in rete, con particolare riferimento alla norma UNI EN 16723-1 e al rapporto tecnico UNI/TR 11537 ed. 2016.

In relazione all'esigenza di gestire le differenze nelle specifiche di qualità del biometano esistenti tra l'immissione in rete e l'autotrazione (le specifiche per l'autotrazione sono più stringenti di

²²⁷ Delibera 5 ottobre 2017, 671/2017/R/gas.

²²⁸ Delibera 28 settembre 2017, 660/2017/R/gas.

²²⁹ Delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas.

²³⁰ Documento per la consultazione 1 dicembre 2016, 714/2016/R/gas.

²³¹ Deliberazione 13 aprile 2017, 239/2017/R/gas.

²³² Come definite dall'Allegato A della deliberazione 12 febbraio 2015, 46/2015/R/gas.

²³³ Documento per la consultazione 28 giugno 2017, 484/2017/R/gas.

²³⁴ Articolo 3, comma 2, dell'Allegato A della deliberazione 46/2015/R/gas.

quelle per l'immissione in rete), l'Autorità ha ipotizzato che la soluzione più ragionevole, non essendo possibile prevedere restrizioni all'immissione in rete sulla base delle specifiche per autotrazione, appaia essere l'installazione di apparecchiature di purificazione presso le stazioni di servizio a valle del punto di riconsegna²³⁵.

Vigilanza sulle misure di salvaguardia del sistema gas

Gli articoli 4 e 8 del decreto legislativo n. 93/11 definiscono le misure e i piani di salvaguardia che il Ministero dello sviluppo economico deve attuare in caso di crisi improvvisa sul mercato dell'energia e quando sono minacciate l'integrità fisica o la sicurezza delle persone, come previsto dall'art. 46 della direttiva 2009/73/CE. L'art. 43.3, lett. c) del medesimo decreto attribuisce al regolatore italiano la vigilanza sull'applicazione da parte degli operatori di tali misure, coerentemente a quanto previsto dall'art. 41.1, lett. t) della direttiva 2009/73/CE.

In materia di salvaguardia del sistema gas, l'Autorità ha dato attuazione²³⁶ alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico 18 ottobre 2013, relative alla gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, dei quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere disponibili nell'ambito del c.d. "servizio di *peak shaving*". Questa misura consente di fronteggiare le eventuali situazioni di emergenza del sistema, determinando i prezzi base d'asta in ragione del costo-opportunità per un utente di fornire il gas da immobilizzare nei serbatoi dei rigassificatori e da utilizzare in caso di crisi del sistema.

4.1.3 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione

Trasporto

Nel febbraio 2017 l'Autorità ha avviato²³⁷ un procedimento per la definizione di disposizioni in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT). Nell'ambito di tale procedimento, nel giugno 2017 l'Autorità ha pubblicato²³⁸ gli orientamenti relativi ai criteri di regolazione per il 5PRT, nonché i criteri da applicare nel periodo transitorio precedente il 5PRT.

Nell'agosto 2017 l'Autorità ha approvato²³⁹ i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto del gas naturale per gli anni 2018 e 2019 (RTTG 2018-2019), prorogando quelli in vigore per il periodo di 2014-2017²⁴⁰, salvo alcuni affinamenti, quali il riconoscimento degli investimenti di preconsuntivo per l'anno precedente a quello tariffario e l'adozione di una ripartizione dei ricavi di rete nazionali tra punti di entrata e punti di uscita pari a 40/60. Nel novembre 2017 l'Autorità ha

²³⁵ In merito si segnala che nel mese di dicembre 2017 è stata pubblicata la norma UNI EN 16723-2 "Gas naturale e biometano per l'utilizzo nei trasporti e per l'immissione nelle reti di gas naturale – Parte 2: Specifiche per combustibile per autotrazione".

²³⁶ Con la delibera 20 ottobre 2016, 585/2016/R/gas.

²³⁷ Delibera 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas.

²³⁸ Documento per la consultazione 8 giugno 2017, 413/2017/R/gas.

²³⁹ Delibera 3 agosto 2017, con deliberazione 575/2017/R/gas.

²⁴⁰ Delibera 514/2013/R/gas.

aggiornato²⁴¹ la RTTG 2018-2019 al fine di recepire le norme in materia di obblighi di pubblicazione di cui al Capo VIII del Regolamento (UE) n. 460/2017.

Nel novembre 2017 l'Autorità ha approvato²⁴² le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2018, in seguito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della RTTG 2018-2019. Nello stesso mese l'Autorità ha approvato²⁴³ i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto per l'anno 2018.

Rigassificazione

Nel marzo 2017 l'Autorità ha avviato²⁴⁴ un procedimento per definizione di disposizioni in materia di tariffe per l'utilizzo dei terminali di Gnl per il quinto periodo di regolazione (5PR Gnl), finalizzato anche alla definizione di una prima regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso ed erogazione dei servizi che possono essere forniti mediante le infrastrutture di stoccaggio di Gnl, che siano connesse o funzionali all'allacciamento e alla realizzazione della rete nazionale di trasporto del gas naturale, e un procedimento per la definizione di disposizioni in materia di obblighi di separazione contabile al fine di recepire le disposizioni di cui al decreto legislativo 257/16 in materia di separazione contabile per le attività riconducibili ai servizi *Small Scale LNG* forniti dai terminali di Gnl.

Nell'ambito di tale procedimento, l'Autorità:

- a giugno 2017 ha pubblicato²⁴⁵ gli orientamenti relativi ai criteri di regolazione per il 5PR Gnl, e i criteri da applicare nel periodo transitorio precedente il 5PR Gnl;
- a settembre 2017 ha organizzato un incontro tematico al fine di approfondire il perimetro e le attività riconducibili ai servizi di *Small Scale LNG* nonché di acquisire e approfondire i principali elementi informativi necessari per definire una prima regolazione delle condizioni tecniche ed economiche di accesso ed erogazione dei servizi forniti dagli impianti e dalle infrastrutture di stoccaggio di Gnl di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 257/2016.

A settembre 2017 l'Autorità ha approvato²⁴⁶ i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto per il periodo transitorio 2018-2019 (RTRG 2018-2019), estendendo quelli in vigore per il quarto periodo di regolazione²⁴⁷, salvo alcuni affinamenti quali il riconoscimento degli investimenti di preconsuntivo per l'anno precedente quello tariffario e una revisione del criterio di calcolo del fattore di copertura dei ricavi finalizzata a considerare anche i ricavi effettivi derivanti dall'assegnazione della capacità mediante procedure concorsuali.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate per l'anno 2018 dalle imprese di rigassificazione, in data 21 dicembre 2017 l'Autorità:

²⁴¹ Delibera 30 novembre 2017, 794/2017/R/gas.

²⁴² Delibera 16 novembre 2017, 757/2017/R/gas.

²⁴³ Delibera 30 novembre 2017, 795/2017/R/gas.

²⁴⁴ Delibera 16 marzo 2017, 141/2017/R/gas.

²⁴⁵ Documento per la consultazione 28 giugno 2017, d485/2017/R/gas.

²⁴⁶ Delibera 28 settembre 2017, 653/2017/R/gas.

²⁴⁷ Delibera 438/2013/R/gas.

- ha determinato le tariffe per il servizio di rigassificazione del Gnl per le società Terminale GNL Adriatico S.r.l.²⁴⁸ e GNL Italia S.p.a.²⁴⁹;
- ha determinato in via provvisoria le tariffe per il servizio di rigassificazione del Gnl della società Olt Offshore Lng Toscana S.p.a.²⁵⁰, in attesa della definizione del criterio per il riconoscimento dei costi sostenuti per l'approvvigionamento del Gnl impiegato nella produzione di energia elettrica necessaria al funzionamento del terminale²⁵¹.

Stoccaggio

Nell'ottobre 2014 l'Autorità ha definito²⁵² 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 corrispettivi variabili e l'applicazione di soli corrispettivi di capacità (spazio, erogazione e iniezione)²⁵³.

A fine 2017 l'Autorità ha determinato²⁵⁴, in via provvisoria, i ricavi d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2018. Occorre evidenziare che le tariffe 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 al 5% della capacità di stoccaggio complessiva.

Lo stoccaggio strategico, che assorbe circa un quarto della capacità, viene remunerato attraverso il corrispettivo variabile C^{ST} , applicato alle quantità di gas importato e a quelle derivanti dalla produzione nazionale²⁵⁵. Tale parametro viene determinato dalla principale impresa di stoccaggio in base al costo del servizio²⁵⁶.

Come indicato nella sezione relativa all'accesso, da alcuni anni il conferimento di una parte della capacità di stoccaggio avviene in base a procedure concorsuali. I corrispettivi dei servizi relativi a tale capacità sono determinati dal mercato in esito alle svolgimento di apposite aste. Le procedure concorsuali sono aperte alla partecipazione di tutti gli operatori del mercato del gas naturale e attualmente riguardano l'allocazione di circa il 70% della capacità di stoccaggio complessiva. 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.

Distribuzione

Nel dicembre 2016 è stata approvata²⁵⁷ la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il triennio 2017-2019, che contiene novità in materia di costi operativi

²⁴⁸ Delibera 877/2017/R/gas.

²⁴⁹ Delibera 878/2017/R/gas.

²⁵⁰ Delibera 879/2017/R/gas.

²⁵¹ Punto 2 della deliberazione 27 luglio 2017 548/2017/R/gas, relativa all'ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato n. 3356/2016 e n. 3552/2016 in materia di determinazione delle tariffe di rigassificazione della società OLT Offshore LNG Toscana S.p.A..

²⁵² Delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas.

²⁵³ Delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas.

²⁵⁴ Delibera 14 dicembre 2017, 855/2017/R/gas.

²⁵⁵ Articolo 11 della delibera 49/2015/R/gas.

²⁵⁶ Articolo 8 della delibera 1 marzo 2018, 121/2018/R/gas.

²⁵⁷ Delibera 22 dicembre 2016, 775/2016/R/gas.

riconosciuti, di determinazione della componente tariffaria a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, di riconoscimento dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori e di definizione dei costi *standard* dei gruppi di misura elettronici.

Nel dicembre 2017 sono state approvate²⁵⁸ le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG, per l'anno 2018. Al fine di incrementare la stabilità dei corrispettivi, i volumi di gas, utilizzati nelle determinazioni delle quote variabili delle tariffe obbligatorie a copertura dei costi del servizio, sono stati determinati come media mobile del gas distribuito nell'ultimo quadriennio disponibile.

Nel maggio 2017 è stato avviato²⁵⁹ un procedimento in materia di reti isolate di Gas Naturale Liquefatto (GNL) per l'attuazione delle disposizioni dell'articolo 14 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257, recante "Disciplina di attuazione della direttiva 2014/94/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 22 ottobre 2014, sulla realizzazione di una infrastruttura per i combustibili alternativi".

In particolare, l'Autorità ha proposto che, ai fini della determinazione del regime tariffario da applicare a reti isolate di GNL, da intendersi come reti di distribuzione di gas naturale non interconnesse direttamente o indirettamente con la rete di trasporto nazionale o le reti di trasporto regionale di gas naturale, in analogia con quanto previsto in relazione al servizio di distribuzione di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate, i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura coprono i costi delle infrastrutture di rete, i costi di esercizio e manutenzione delle reti canalizzate e il costo dei depositi di stoccaggio criogenico e dei rigassificatori locali direttamente connessi alle medesime reti canalizzate di distribuzione. È stato inoltre previsto che i corrispettivi relativi ai servizi di distribuzione e misura trovino applicazione in ciascun ambito formato dall'insieme delle località fornite con reti isolate alimentate mediante GNL appartenenti alla medesima Regione e servite dalla medesima impresa distributrice, distinto dall'ambito gas diversi.

Nel dicembre 2017 stata posticipata²⁶⁰ all'anno 2019 l'applicazione del prezzario²⁶¹ e del relativo metodo di riferimento per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale, a causa della necessità di ulteriori approfondimenti nell'ambito del tavolo di lavoro tra le imprese di distribuzione, anche attraverso le loro associazioni di categoria, e gli Uffici dell'Autorità.

Installazione di misuratori elettronici sulle reti di distribuzione del gas

Nell'agosto 2017 è stato avviato²⁶² un procedimento per la definizione dei costi *standard*, comprensivi delle spese di installazione e messa in servizio, da applicare ai gruppi di misura del gas, per gli anni 2018 e 2019. Nel successivo mese di novembre sono stati esposti²⁶³ gli orientamenti dell'Autorità sul tema, mentre nel mese di dicembre sono state approvate²⁶⁴ le relative disposizioni.

In particolare, sono stati disciplinati i seguenti aspetti:

²⁵⁸ Deliberazione 14 dicembre 2017, 859/2017/R/gas.

²⁵⁹ Deliberazione 12 maggio 2017, 324/2017/R/gas.

²⁶⁰ Deliberazione 904/2017/R/gas.

²⁶¹ Deliberazione 704/2016/R/gas.

²⁶² Deliberazione 3 agosto 2017, 574/2017/R/gas.

²⁶³ Documento per la consultazione 16 novembre 2017, 759/2017/R/gas.

²⁶⁴ Con la deliberazione 27 dicembre 2017, 904/2017/R/gas.

- modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, per gli anni tariffari 2018 e 2019;
- criteri per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas naturale per gli anni dati 2018 e 2019;
- revisione delle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, per gli anni tariffari 2018 e 2019.

Con riferimento alle modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, è stata differita al quinto periodo di regolazione, che avrà inizio dal 2020, la scelta di adottare logiche parametriche, prevedendo che il riconoscimento dei costi per gli anni 2018-2019 sia effettuato con sostanziale continuità di criteri rispetto a quanto fatto in precedenza, sulla base dei dati rilevati a consuntivo nei limiti di un tetto massimo, sia per le imprese che hanno adottato soluzioni *make* che per quelle che hanno adottato soluzioni *buy*. Ai fini dell'individuazione del tetto massimo, sono state accolte le richieste di gradualità emerse in fase di consultazione, prevedendo una progressiva riduzione del livello del tetto fissato per il 2017 (pari a 5,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter*), con l'obiettivo di recuperare in sei anni il *gap* esistente con i livelli di costo ritenuti efficienti, individuati in 2,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter*. Su queste basi, è stato definito un tetto pari a 5,24 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter* per l'anno 2018 e a 4,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con *smart meter* per l'anno 2019.

In relazione ai criteri per la definizione dei costi *standard* dei gruppi di misura del gas per gli anni 2018-2019, sono stati confermati gli orientamenti illustrati in fase di consultazione, prevedendo in particolare:

- per le classi G4 e G6, le classi superiori a G40 e i dispositivi *add on*, la conferma del valore dei costi standard definiti per l'anno 2017;
- per le classi da G10 a G25, la definizione di un costo standard inferiore rispetto a quello fissato per l'anno 2017;
- per la classe G40, la definizione di un costo standard superiore rispetto a quello fissato per l'anno 2017;
- la fissazione al 40% della percentuale di *sharing* tra costi effettivi e costi standard per i gruppi di misura.

Con riferimento alla revisione delle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, l'Autorità ha previsto²⁶⁵:

- l'adozione di logiche di riconoscimento a consuntivo, in ragione dell'articolata differenziazione delle tempistiche previste nel decreto del Ministero dello sviluppo economico 21 aprile 2017, n. 93 e dell'esigenza di una puntuale valutazione degli effetti delle disposizioni transitorie introdotte dal decreto;

²⁶⁵ Deliberazione 904/2017/R/gas.

- che il riconoscimento dei costi sia subordinato al rispetto degli obblighi previsti dal decreto 93/17 e alla trasmissione di idonea documentazione relativa allo svolgimento delle verifiche e ai relativi costi;
- che nel corso del 2018 venga effettuata una ricognizione con le imprese al fine di valutare le condizioni per l'introduzione di deroghe in relazione alle tempistiche delle verifiche;
- la conferma in via definitiva del valore della componente a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche $\Delta CVER_{unit,t}$ per l'anno 2017 (ultimo anno di applicazione di un riconoscimento su base parametrica) pari a 50 euro per punto di riconsegna.

Provvedimenti relativi alle gare per la gestione del servizio di distribuzione gas

In materia di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas, volte all'individuazione dei 177 gestori degli Ambiti Territoriali (ATEM) in cui è stato suddiviso il territorio italiano, l'Autorità svolge, ai sensi del decreto legislativo 164/00 e del decreto 226/11, un'attività di valutazione:

- degli scostamenti tra il valore di rimborso degli impianti di distribuzione (VIR) e la relativa *Regulatory Asset Based* (RAB);
- della documentazione di gara trasmessa dalle Stazioni Appaltanti degli ATEM.

Il processo di valutazione degli scostamenti VIR-RAB prevede l'analisi della documentazione che le stazioni appaltanti trasmettono all'Autorità tramite un'apposita piattaforma informatica e l'interlocuzione con le stazioni stesse. Tale processo precede la verifica dei Bandi di gara, di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto 226/11.

L'Autorità ha espresso²⁶⁶ le proprie osservazioni inerenti i valori di rimborso con scostamenti superiori al 10% rispetto alla RAB relativamente a comuni di cinque ATEM, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 15, comma 5, del decreto legislativo 164/00. Relativamente all'analisi della documentazione di gara, l'Autorità ha espresso osservazioni²⁶⁷ in merito a quanto predisposto da due ATEM, ai sensi delle disposizioni di cui all'articolo 9, comma 2, del decreto 226/11. L'Autorità ha introdotto²⁶⁸ una semplificazione dell'iter²⁶⁹ di analisi degli scostamenti VIR-RAB per i casi in cui i Comuni attestino l'integrale applicazione delle Linee guida 7 aprile 2014 predisposte dal Ministero per lo Sviluppo Economico.

L'Autorità ha avviato un procedimento²⁷⁰ per l'attuazione di interventi previsti dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) in materia di gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale. In tale ambito l'Autorità ha illustrato²⁷¹ i propri orientamenti in materia di semplificazione degli iter per la valutazione dei valori di rimborso (VIR)

²⁶⁶ Delibere: 16 marzo 2017, 142/2017/R/gas; 14 settembre 2017, 628/2017/R/gas; 21 dicembre 2017, 880/2017/R/gas; 8 febbraio 2018, 69/2018/R/gas.

²⁶⁷ Delibere 27 dicembre 2017, 906/2017/R/gas e 25 gennaio 2018, 30/2018/R/gas.

²⁶⁸ Delibera 18 maggio 2017, 344/2017/R/gas.

²⁶⁹ Iter disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas.

²⁷⁰ Delibera 7 settembre 2017, 613/2017/R/com.

²⁷¹ Documento per la consultazione 2 novembre 2017, 734/2017/R/gas.

e degli iter di valutazione dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale. A conclusione del processo, nel dicembre 2017 l'Autorità ha approvato²⁷²:

- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di determinazione e verifica del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito²⁷³;
- il Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di bandi di gara per il servizio di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito²⁷⁴.

Nei mesi di aprile e maggio 2017 sono stati resi disponibili alle Stazioni Appaltanti degli ATEM i dati del valore degli *asset* (dati RAB) risultanti dai processi di determinazione delle tariffe di distribuzione.

Esclusione di trasferimenti incrociati tra attività della filiera

Gli obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas sono stati introdotti, tra le altre cose, con la finalità di escludere che le imprese operanti nel settore elettrico e del gas effettuino trasferimenti incrociati di risorse tra diverse attività della filiera. Nel corso del 2017 l'Autorità ha concluso un procedimento in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile, con il quale è stata individuata e sanzionata la violazione della relativa disciplina da parte di una impresa operante nella distribuzione di energia elettrica e gas naturale²⁷⁵.

4.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Investimenti in nuove infrastrutture di rete e coerenza con i Piani di sviluppo comunitari

L'art. 26 della legge 29 luglio 2015, n. 115, *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea (Legge europea 2014)*, ha modificato il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento del Terzo pacchetto energia, prevedendo, tra l'altro, che il Gestore della rete di trasporto sia tenuto a trasmettere annualmente il Piano decennale di sviluppo della rete al Ministero dello sviluppo economico e all'Autorità che lo sottopone alla consultazione degli utenti della rete effettivi e potenziali, rendendo pubblici i risultati della consultazione stessa.

Relativamente ai Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale riferiti al 2016, a seguito dell'avvio della consultazione pubblica (dicembre 2016) l'Autorità ha organizzato, nel gennaio 2017, una sessione pubblica di presentazione dei Piani decennali, a vantaggio dei soggetti interessati rappresentativi del sistema del gas naturale, quali operatori e consumatori e loro associazioni. La consultazione dei Piani relativi all'anno 2016 si è conclusa nel febbraio 2017, e le osservazioni presentate dagli stakeholder, unitamente alle controdeduzioni elaborate dal gestore di rete competente, sono stati resi pubblici dall'Autorità sul proprio sito internet. Nell'ottobre

²⁷² Delibera 27 dicembre 2017, 905/2017/R/gas.

²⁷³ Allegato A alla delibera 905/2017/R/gas.

²⁷⁴ Allegato B alla delibera 905/2017/R/gas.

²⁷⁵ Deliberazione 40/2017/S/com

2017 l'Autorità ha espresso²⁷⁶ le proprie valutazioni sui Piani decennali di sviluppo della rete di trasporto relativi agli anni 2014, 2015 e 2016, ai sensi dell'articolo 16 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 evidenziando possibili aree di miglioramento dei Piani, sia sotto il profilo redazionale, con riferimento alla trasparenza e completezza del contenuto informativo del piano, sia sotto il profilo metodologico, con riferimento all'applicazione sistematica di un'analisi costi-benefici (ACB), al fine di dotare il Piano decennale di uno strumento utile a valutare, secondo criteri di maggiore selettività, le iniziative di sviluppo della rete di trasporto del gas naturale. L'Autorità ha inoltre previsto l'avvio di un tavolo tecnico di confronto tra gli uffici dell'Autorità e i gestori delle reti di trasporto in materia di metodologia di ACB, nonché di continuare il coinvolgimento di tutti gli stakeholder in sede di consultazione dei Piani, anche sulla tecnica di ACB, allo scopo di realizzare una metodologia che consenta di fornire le informazioni necessarie a valutare l'utilità degli interventi per il sistema e la loro economicità ed efficienza.

Nel marzo 2017 l'Autorità ha differito²⁷⁷ i termini per la presentazione dei Piani decennali relativi all'anno 2017, al fine di consentire ai gestori di disporre di un congruo periodo di tempo per la redazione di tali Piani e nell'ottobre 2017 sono stati differiti²⁷⁸ anche i termini per la presentazione dei Piani decennali relativi all'anno 2018, al fine di consentire ai gestori di tener conto delle valutazioni sui Piani decennali 2016. I Piani 2017 sono stati inviati dai gestori entro il termine previsto del 30 novembre 2017, e sottoposti a consultazione da parte dell'Autorità nel febbraio 2018.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2017 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica (EnCT) del Sud-Est Europa.

Per quanto riguarda in modo particolare il settore del gas naturale, il gruppo di lavoro gas (ECRB GWG), presieduto dal regolatore moldavo (National Energy Regulatory Agency - ANRE), si è concentrato principalmente sulle attività delle sue tre *Task Force*: *Task Force 1 - Gas transmission Tariff*, *Task Force 2 - Regulatory treatment of network losses* e *Task Force 3 – Transparency*. Con riferimento alla TF1, ARERA e E-Control (regolatore austriaco) hanno presentato i risultati del questionario redatto in collaborazione con l'ACER GRI SSE (*Gas Regional Initiative South-South East*) dapprima all'ECRB GWG e poi al GAS Forum di settembre 2017. Il Segretariato ha preparato il primo *draft* del *Report Gas Transmission Tariffs in South and Central East Europe*, che al momento della stesura di questa *Relazione Annuale* è in via di completamento. In merito alla TF2, il regolatore croato (HERA) ha presentato le misure relative alle perdite di rete per la rete di distribuzione del gas; mentre, per quanto riguarda la TF3 (ANRE), sono stati presentati il questionario e le risposte inviate dai Paesi (EnC) nel corso del 2017. Il documento finale è stato adottato da ECRB nella riunione di dicembre 2017.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2017, l'Autorità ha mantenuto il proprio impegno internazionale nell'ambito del bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG, di cui è fondatrice e promotrice (già descritto nel capitolo 3).

²⁷⁶ Delibera 19 ottobre 2017, 689/2017/R/gas.

²⁷⁷ Delibera 24 marzo 2017, 189/2017/R/gas.

²⁷⁸ Delibera 689/2017/R/gas.

Per quanto riguarda l'attività svolta nel settore gas, il Working Group Gas naturale (GAS WG), copresieduto dal regolatore turco (EMRA) e da quello portoghese (ERSE), con la vice-presidenza del regolatore albanese (ERE), ha lavorato alla metodologia per l'applicazione di *Guidelines of Good Practice on Capacity Allocation-Work Methodology* nei Paesi membri. L'Autorità, in collaborazione con il regolatore greco (RAE), si è occupata dello sviluppo della *deliverable* realizzando il questionario volto a verificare le metodologie attuate nei Paesi membri. Il gruppo, a seguito della riunione che si è tenuta a Madrid il 18 ottobre 2017, ha organizzato una sessione parallela a cui hanno partecipato i rappresentanti di GIE (Gas Infrastructure Europe), principale associazione europea dei GSOs, al fine di avviare i primi contatti volti a promuovere la costituzione dell'associazione dei GSOs del Mediterraneo. Infine, il gruppo ha realizzato il *Report Assessment of competition indicators and market prices within MEDREG countries*, che include anche una parte relativa alle *best practices* per la definizione di metodologie tariffarie. Nel marzo 2017 è stato organizzato al Cairo un *workshop* a supporto della costituzione della nuova autorità di regolazione per il settore gas in Egitto (EGAS). Infine, il gruppo ha lavorato alla definizione di una mappatura delle infrastrutture gas nel Mediterraneo, per fornirne un quadro chiaro, compresi i punti di interconnessione, gli oleodotti di trasmissione, le capacità di trasmissione e stoccaggio e i futuri piani di investimento tra i membri MEDREG.

Nel corso del 2017 è proseguita l'attività delle piattaforme energetiche, promosse dalla Commissione europea. La piattaforma Gas, a cui MEDREG fornisce il necessario supporto dal punto di vista della regolazione, è finalizzata alla creazione di un dialogo strutturato teso al graduale sviluppo di un mercato del gas euro-mediterraneo, in grado di assicurare la sicurezza degli approvvigionamenti e il corretto bilanciamento degli interessi dei paesi produttori e dei centri di consumo. In tale ottica si è svolta una serie di incontri organizzati dall'OME (Osservatorio mediterraneo per l'energia) che, nell'ambito della piattaforma, svolge il ruolo di segretariato tecnico. Le attività dei gruppi di lavoro della piattaforma si concentreranno su *An advisory assessment of the existing and future of the gas supply-demand balance in the Euro-Mediterranean region* e su *The role of LNG in European-Mediterranean gas supply security*. MEDREG collaborerà su quest'ultima tematica con Gas Infrastructure Europe (GIE).

4.1.5 Conformità alla normativa comunitaria

Nell'anno appena trascorso non sono state adottate decisioni giuridicamente vincolanti da parte dell'Agenzia o della Commissione a cui l'Autorità abbia dovuto dare attuazione ai sensi dell'articolo 41.1.d) della direttiva 73/2009/CE.

Conformità dei compiti attribuiti all'Autorità ai sensi della direttiva gas

Per un'illustrazione delle principali competenze e poteri attribuiti all'Autorità dalla normativa vigente si rimanda alla Relazione annuale 2013 e alle novità normative riportate nel Capitolo 2 di questo Rapporto.

4.2 Promozione della concorrenza

4.2.1 Mercati all'ingrosso

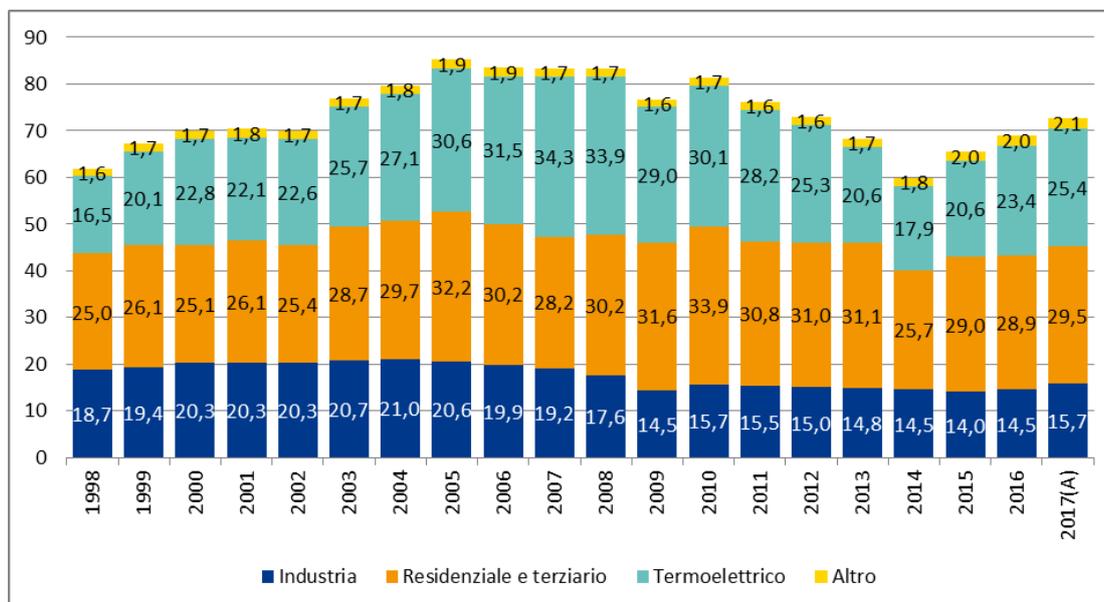
Nel 2017 l'economia italiana ha segnato una robusta ripresa: il PIL ai prezzi di mercato ha raggiunto 1.716.238 milioni di euro correnti, con un aumento del 2,1% rispetto all'anno precedente. La crescita, misurata in volume, è risultata pari all'1,5% rispetto al 2016, con un tasso, quindi, comparabile a quello degli anni pre-crisi. La crescita è stata trainata dal buon andamento del settore industriale (il valore aggiunto dell'industria in senso stretto è cresciuto del 2%), delle attività dei servizi (1,5%) e delle costruzioni (0,8%). L'indice della produzione industriale è aumentato del 3% rispetto al 2016. Anche i settori maggiormente gas intensive hanno evidenziato ottimi risultati: è andata bene la metallurgia (3,7%), un incremento del 2,9% si è avuto nella fabbricazione di prodotti chimici, la fabbricazione di plastiche e lavorazione di minerali non metalliferi è aumentata dell'1,8%, mentre le produzioni di legno, carta e stampa sono aumentate solo dello 0,2%.

Nel 2017, inoltre, il clima si è presentato più rigido nei mesi invernali e più caldo in estate. In particolare, l'estate 2017 è stata per l'Italia la seconda più calda dal 1800, dopo quella del 2003 (con una temperatura media di quasi 3 gradi superiore alla media climatica del periodo 1971-2000, secondo il CNR).

In base ai dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, nel 2017 il consumo netto di gas naturale è salito di 5,5 miliardi di metri cubi, attestandosi a 72,6 G(m³) dai 68,9 G(m³) del 2016. In termini percentuali, il consumo ha messo a segno un incremento del 5,5%, il terzo consecutivo.

Figura 4.4 Consumi di gas naturale per settore

G(m³); valori al netto di consumi e perdite di sistema



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Seguendo gli andamenti economici sopra delineati, nel 2017 i consumi industriali hanno registrato una marcata risalita, pari all'8,3%, di poco superiore all'8,2% evidenziato dai consumi della

generazione termoelettrica, ancora favorita nella prima parte dell'anno dalla temporanea indisponibilità delle centrali nucleari francesi che ha ridotto le importazioni di energia elettrica dalla Francia. Più contenuto, invece, è risultato l'aumento dei consumi civili (residenziale e terziario), cresciuti del 2,1% rispetto al 2016. I consumi degli altri usi, che contengono in particolare quelli per autotrazione, sono invece saliti solo dello 0,7%.

La domanda finale di gas ha quindi raggiunto nel 2017 l'85% del punto di massimo, toccato nel 2005, quando i consumi furono pari a 85,3 G(m³).

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 4,4 G(m³) rispetto al 2016, raggiungendo 69,7 G(m³); le esportazioni si sono ridotte di 61 M(m³). Ancora una riduzione si è avuta nella produzione nazionale (-4,3%), seppure inferiore a quella dell'ultimo quinquennio. Nel corso dell'anno i prelievi da stoccaggio sono risultati superiori alle immissioni; pertanto i volumi in stoccaggio a fine anno sono risultati di 235 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 2017 è risultato pari a 72,6 G(m³), un valore del 5,5% più alto del 2016. 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 92,7%, il valore più alto registrato finora.

In base ai dati raccolti nella consueta *Indagine annuale sui settori regolati* svolta dall'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente, nel 2017 sono stati estratti complessivamente 5.383 M(m³) da 20 imprese (erano 21 nel 2016), appartenenti a 16 gruppi societari. Poiché lo scorso anno la produzione era stata di 5.551 M(m³), nel 2017 il calo misurato nei dati raccolti dall'Indagine è stato del 3%. Nel 2017 la quota di produzione nazionale detenuta dalle società del gruppo Eni, è scesa al 77,1% contro l'81,5% registrato nel 2016. Il gruppo resta comunque l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell, che possiede l'11,3%.

Nel 2017 le importazioni di gas in Italia sono ammontate a 69.651 M(m³) e sono quindi cresciute del 6,7% rispetto al 2016, in quanto sono stati acquistati all'estero 4.367 M(m³) in più dell'anno precedente. Anche le esportazioni sono aumentate da 212 a 273 M(m³). Pertanto il saldo estero è salito da 65.072 a 69.378 M(m³).

La figura 4.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per paese di provenienza²⁷⁹ del gas stesso. Con l'eccezione dei volumi provenienti dall'Olanda, che sono diminuiti quasi del 70% rispetto al 2016, sono aumentate le importazioni da tutti gli altri paesi da cui l'Italia acquista il gas. In particolare, rispetto al 2016 sono giunti nel territorio nazionale 1,54 G(m³) in più dalla Norvegia, 1,5 G(m³) in più dal Qatar, 1,2 G(m³) in più dall'Algeria e 1,3 G(m³) da altre zone. I quantitativi provenienti dalla Russia, invece, sono cresciuti solo di 642 M(m³) rispetto al 2016.

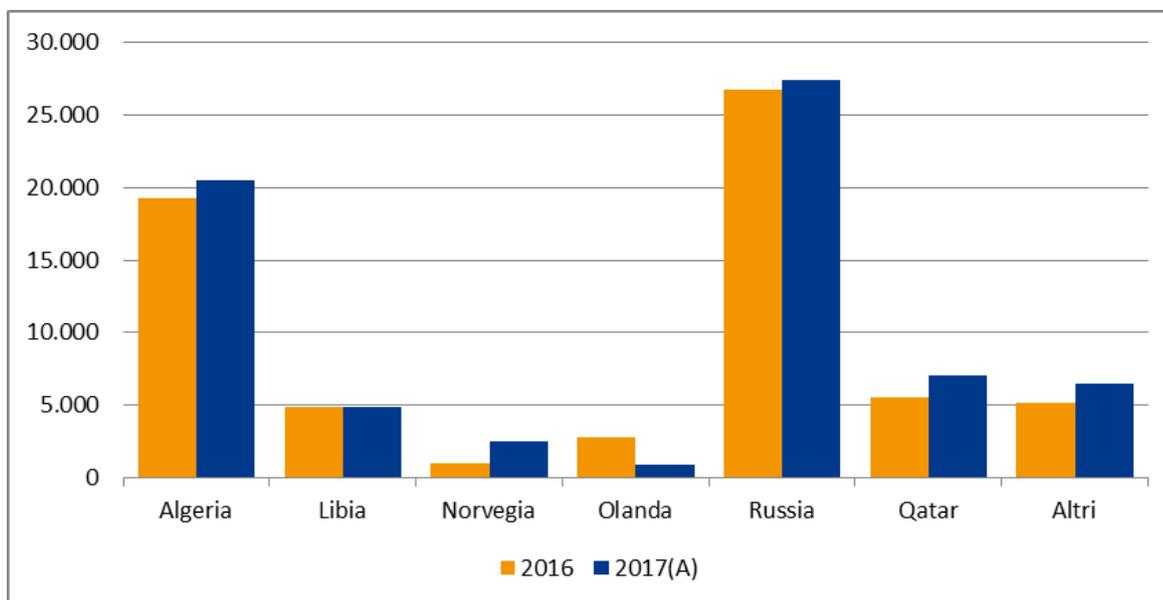
Per effetto di queste variazioni, nel 2017 il peso della Russia tra i paesi che esportano in Italia è sceso al 39% dal 41% del 2016, così come la quota dell'Algeria è scesa dal 30% al 29%. Il terzo paese per importanza è il Qatar da cui arriva il 10% del gas complessivamente importato in Italia, seguito dalla Libia la cui quota è rimasta stabile al 7%. Il 9% delle importazioni italiane del 2017 è

²⁷⁹ 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.

arrivato dall'insieme degli altri paesi. È rimasta invariata, infine, l'incidenza di Norvegia e Olanda che insieme contano per il 5%.

Figura 4.5 Importazioni lorde di gas secondo la provenienza

M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas



(A) Dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2017 sono stati importati in Italia 68,8 G(m³), 4,9 in più rispetto al 2016²⁸⁰. L'aumento è stato, quindi, del 7,7%, un punto percentuale in più di quello valutabile nei dati del Ministero dello sviluppo economico²⁸¹. Il 4,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 3,1 G(m³) circa, risulta acquistato presso le Borse europee.

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, i cui quantitativi acquistati all'estero nel 2017, pari a 35,2 G(m³), sono risultati del 5,1% superiori a quelli del 2016. Come nel 2016, l'aumento delle importazioni di Eni è stato inferiore a quello registrato dal totale delle importazioni nazionali; ciò ha fatto scendere ulteriormente la quota di mercato della società al 51,1% (50,5% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), dal 52,3% evidenziato appunto nel 2016. Si tratta della terza riduzione consecutiva dal 2010, quando – grazie all'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164²⁸² – la porzione di gas estero approvvigionata da Eni era scesa al 39,2%. Da allora, scaduti gli effetti del

²⁸⁰ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

²⁸¹ 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.

²⁸² 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.

provvedimento legislativo, tale quota era costantemente cresciuta fino al 2014, anno in cui ha raggiunto il 56,5%.

Anche le importazioni di Edison, seconda in classifica, sono cresciute, curiosamente della stessa percentuale di quelle di Eni (5,1%) seppure da livelli più bassi. Nel 2017 la società ha approvvigionato 15,4 G(m³), 0,7 in più rispetto al 2016. La sua quota nel mercato dell'importazione è scesa al 22,4% dal precedente 23% e la distanza da Eni si è accorciata ancora di un altro punto percentuale (dopo i tre punti erosi nel 2016).

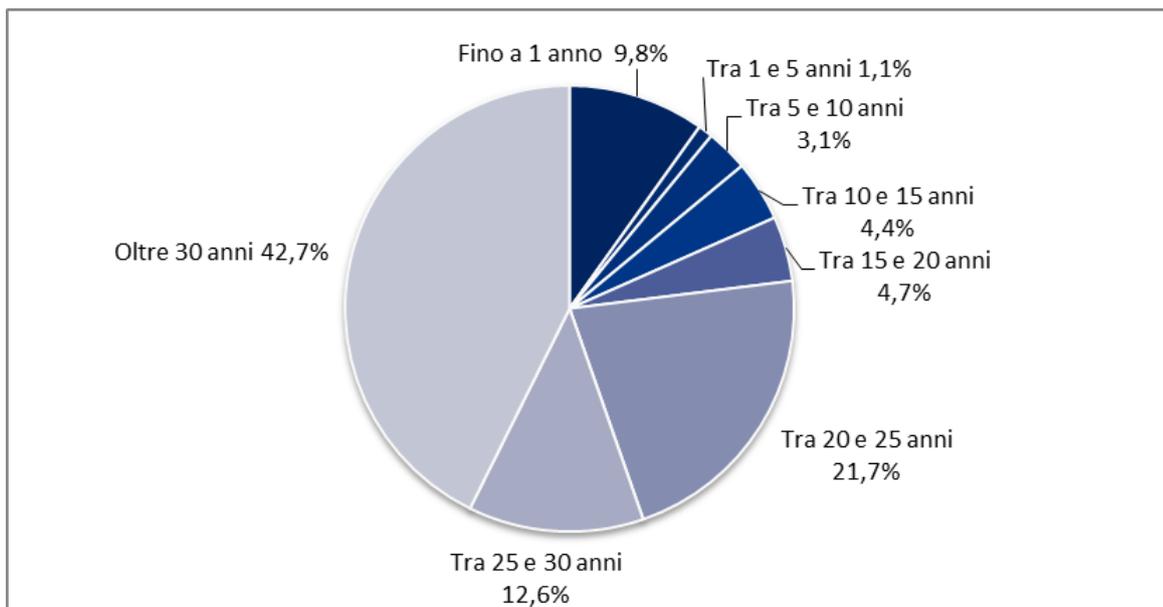
Un elevato incremento si è avuto anche nelle importazioni di Enel Trade, passate da 7,2 a circa 8 G(m³) nel 2017. Quindi, Enel Trade è rimasta al terzo posto con una quota dell'11,6%, appena superiore all'11,3% ottenuto nel 2016. Come nel 2016, anche nel 2017 la quarta posizione nella classifica degli importatori è occupata da Dufenergy Trading, i cui quantitativi importati, tuttavia, rappresentano poco più di un quinto di quelli di Enel Trade, cioè del terzo importatore.

Come negli anni scorsi i gruppi²⁸³ che possiedono ciascuno una quota superiore al 5% del gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel (Tavola 4.3). Insieme i primi tre importatori hanno importato 58,5 dei 68,8 G(m³), cioè l'85,1% del gas estero entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'85,2% di tutto il gas approvvigionato. Diversamente dal passato, tale quota è in diminuzione (era 86,6% nel 2016), per l'incremento delle quote di Edison ed Enel non compensato dalla discesa della quota di Eni. I tre gruppi sono anche gli unici che possiedono ciascuno una quota maggiore del 5% del gas disponibile, con una quota complessiva per i tre (88,8%) superiore a quella del gas approvvigionato.

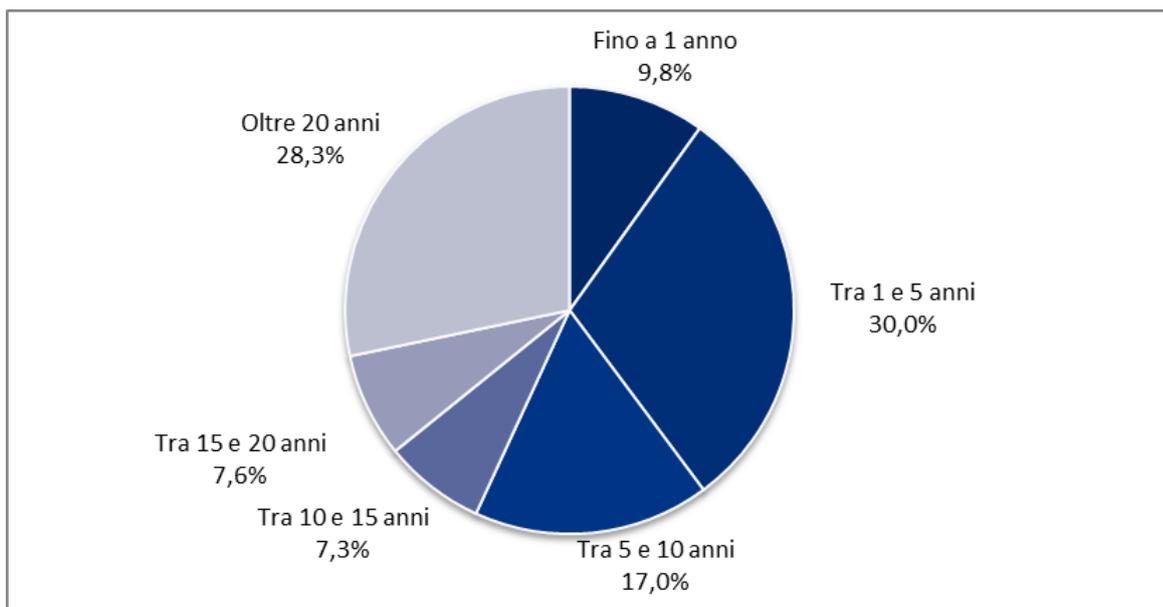
L'analisi delle *Annual Contract Quantity* pattuite nei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2017 secondo la durata intera (Figura 4.6) evidenzia una struttura ancora piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è infatti pari al 77%, benché in lieve diminuzione rispetto allo scorso anno (era 79,3%). L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è cresciuta (10,9% contro 9,1% nel 2016), così come quella dei contratti di media durata (5-20 anni) è leggermente aumentata rispetto allo scorso anno (12,1% al posto di 11,6% del 2016). Le *annual contract quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura risultano però complessivamente più basse rispetto agli ultimi anni: nel 2017, infatti, i volumi contrattati sono complessivamente pari a 84,7 G(m³), contro una media degli ultimi 3 anni intorno a 86 G(m³). L'incidenza delle importazioni *spot*²⁸⁴, quelle cioè con durata inferiore all'anno, nel 2017 è risalita al 9,8%, contro il 6,8% del 2016. Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2017 (Figura 4.7) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando di anno in anno: il 56,8% dei contratti (59,1% nel 2016) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 39,8% di essi (42,5% nel 2016) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. In compenso, il 35,9% dei contratti oggi in vigore possiede una vita residua superiore a 15 anni. Tale quota era pari a 34,3% nel 2016.

²⁸³ Nell'ambito dell'indagine sul mercato del gas la partecipazione a un gruppo societario è definita in base a quanto specificato dall'art. 7 della legge 10 ottobre 1990, n. 287: in estrema sintesi l'appartenenza a un gruppo viene cioè stabilita anche se vi è un controllo di fatto della partecipante nella partecipata.

²⁸⁴ 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.

Figura 4.6 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2017, secondo la durata intera

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Figura 4.7 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2017, secondo la durata residua

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2017 la domanda totale del settore gas, intesa come somma dei volumi di gas venduti nel mercato all'ingrosso (incluse le rivendite) e nel mercato al dettaglio più gli autoconsumi, è cresciuta del 6,8%, avendo raggiunto 285,6 G(m³) (Tavola 4.3). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 210,8 G(m³) in aumento rispetto al 2016 (7,8%), 59,8 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, registrando una crescita del 3,6% rispetto al 2016, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 15 G(m³), anche questi ultimi in aumento (6,4%). I gruppi industriali che nel 2017 risultano avere una quota della domanda totale superiore al 5% sono 4, come nel 2016.

Tavola 4.3 Sviluppo del mercato all'ingrosso

Anno	Domanda Totale ^(A) G(m ³)	Domanda di punta ^(B) M(m ³)/giorno	Produzione G(m ³)	Capacità di importazione G(m ³)/anno				N. di società di produzione e capacità di importazione >5%	N. di società con una quota di gas disponibile ^(D) >5%	Quota dei tre maggiori gruppi sulla domanda totale
				Totale	Accesso prioritario per transito ^(C)	Accesso prioritario per contratti LT	Accesso non riservato			
2001	125,1	n.d.	15,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2	68,2%
2002	111,8	n.d.	14,3	84,0	0,5	77,3	4,2	3	3	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	84,8	0,5	78,8	3,1	3	3	63,8%
2004	127,3	386	12,9	88,7	0,5	84,6	2,1	3	3	62,4%
2005	138,3	421	12,0	90,6	0,5	73,5	16,7	3	3	66,7%
2006	134,3	443	11,0	92,3	0,5	74,5	17,3	3	3	66,5%
2007	136,1	429	9,7	98,4	0,5	86,1	11,8	3	3	63,8%
2008	151,5	410	9,3	100,3	0,5	96,1	3,7	3	3	57,1%
2009	147,2	436	8,0	110,9	0,3	102,6	8,0	3	4	49,2%
2010	173,5	459	8,3	116,0	0,3	103,1	12,6	3	5	42,3%
2011	178,9	401	8,4	116,3	0,2	103,0	13,0	3	3	42,1%
2012	178,3	464	8,6	116,9	0,2	102,5	14,2	3	3	40,5%
2013	180,8	360	7,7	122,1	0	102,6	19,5	3	3	42,7%
2104	210,9	330	7,1	121,7	0	95,5	26,1	3	3	51,4%
2015	244,5	340	6,8	120,3	0	83,4	36,9	3	3	50,6%
2016	267,4	384	5,8	120,1	0	85,2	34,9	3	3	46,3%
2017	285,6	425	5,5	121,7	0	81,0	40,8	3	3	44,4%

(A) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite e gli autoconsumi.

(B) Picco di immissione raggiunto nei giorni: 26/01/2004, 19/12/2005, 25/01/2006, 18/12/2007, 18/02/2008, 21/12/2009, 17/12/2010, 25/01/2011, 7/02/2012, 11/02/2013, 29/01/2014, 3/02/2015, 20/01/2016, 10/01/2017; il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

(C) In Italia non esiste un trattamento differenziato per i transiti che sono trattati alla stregua di un normale trasporto; il valore indicato in tabella è riferito a un contratto di transito che ha ottenuto accesso prioritario in quanto appartenente a un contratto pluriennale.

(D) I volumi di gas disponibile includono la produzione, le importazioni nette e gli stoccaggi.

Fonte: Elaborazione ARERA su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (22,1%), Engie (12,6%), Enel (9,8%), Edison (9,6%). Tre di loro, Eni, Engie ed Edison, evidenziano una quota inferiore a quella dello scorso anno, mentre la quota di Enel è aumentata di 0,7 punti percentuali. Al quinto posto il gruppo Royal Dutch Shell con il 3,5% (che nel 2016 aveva il 3,8%). I primi tre gruppi coprono insieme il 44,4% della domanda totale, una quota in diminuzione rispetto a quella dello scorso anno (che era 46,3%).

Nel paragrafo che segue sono descritte in dettaglio le vendite e i prezzi del mercato all'ingrosso.

4.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

I dati relativi al mercato all'ingrosso del gas provengono, come di consueto, dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente. Per quanto riguarda il settore della vendita del gas, l'Indagine era rivolta alle 642 società accreditate all'Anagrafica operatori, che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2017 (anche per un periodo limitato dell'anno). Di queste, hanno risposto 537 imprese, di cui 39 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Delle 498 attive, 78 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 313 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 107, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Tavola 4.4 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2017

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Grossisti puri	78	105.651	19,97
Operatori misti	107	105.163	20,87
Totale	185	210.814	20,42

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 201,8 G(m³), è stato alimentato per il 49% da grossisti puri e per il restante 51% da operatori misti. Come nel 2016, anche nel 2017 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso non è aumentato (al contrario, si è ridotto di 3 unità), mentre è cresciuto il volume di gas che hanno complessivamente intermediato. Infatti, 185 venditori, 10 in meno del 2016, hanno venduto complessivamente 15 G(m³) in più del 2016. Grazie a questi andamenti (più ampio mercato e minor numero di venditori) il volume medio unitario è cresciuto ancora del 13,6%, passando da 1.003 a 1.140 M(m³) nel complesso del mercato.

Nel periodo compreso tra l'inizio del 2017 e il primo trimestre del 2018: 14 imprese hanno avviato l'attività di vendita all'ingrosso di gas naturale, 5 imprese hanno cessato l'attività, mentre 9 imprese hanno cambiato gruppo societario.

Vi sono state diverse incorporazioni, alcune hanno riguardato l'acquisizione di imprese che appartenevano già allo stesso gruppo societario (Youtrade, Vivigas, Europe Energy, Estra, Engie). Altre, invece sono avvenute tra società distinte, come nel caso di Energetic Source che è entrata nel gruppo Eviva, cambiando ragione sociale.

Dopo anni di costante discesa, nel 2017 il livello di concentrazione di tale mercato è leggermente aumentato: la quota delle prime tre società (Eni, Enel Trade ed Eni Trading & Shipping) è salita al 31,3% dal 30,8% calcolato nel 2016. Parimenti, la quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Engie Global Markets ed Edison) è passata al 45,8% dal 45,5%. Ovviamente anche l'indice HHI calcolato sul solo mercato all'ingrosso è salito da 524 a 534, restando comunque al di sotto del valore 1.500 ritenuto primo sintomo di concentrazione.

Nel 2017 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 20,42 c€/m³, leggermente più elevato rispetto ai 20,04 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts), e in aumento (7,5%) rispetto al valore osservato nel 2016, pari a 18,99 c€/m³.

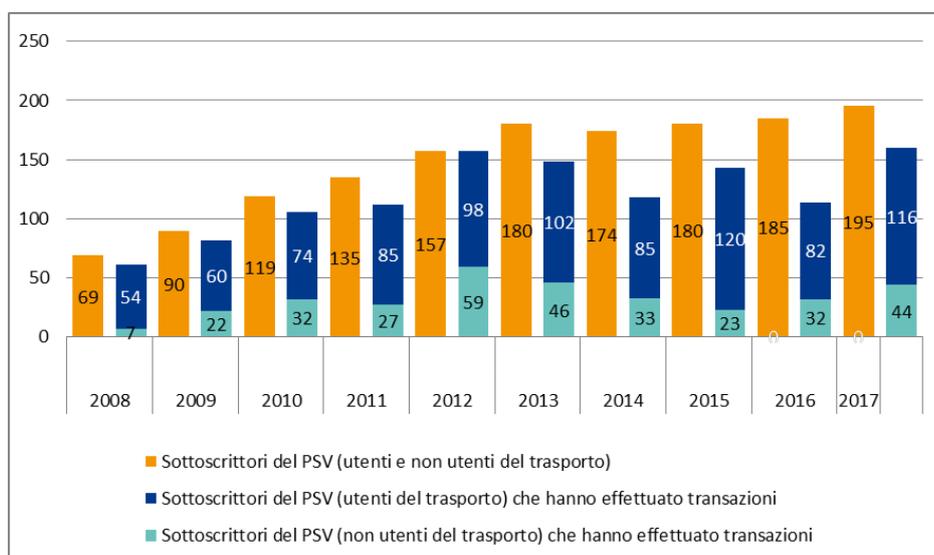
Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato di 20,87 c€/m³, ovvero 0,9 centesimi di euro superiore a quello praticato dai grossisti puri (pari a 19,97 c€/m³).

Punto di scambio virtuale

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia è il Punto di scambio virtuale (PSV), gestita dall'operatore della rete di trasporto, Snam Rete Gas. Le cessioni che possono essere registrate sono sia quelle avvenute attraverso contratti bilaterali, sia quelle realizzate nell'ambito dei mercati regolamentati gestiti dal GME. Da settembre 2015 è possibile registrare al PSV anche i contratti gestiti dalle Borse terze²⁸⁵, allargando così l'offerta di prodotti a termine con consegna fisica del gas al PSV.

Nel 2017, 160 soggetti, il 40% in più del 2016, hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV. Soltanto 44 di questi erano *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. Come nel 2016, l'andamento positivo della domanda di gas naturale ha spinto il numero dei sottoscrittori del PSV, che nel 2017 hanno toccato un punto di massimo a 195 unità. Il numero di quelli, tra i sottoscrittori, che hanno effettuato transazioni (Figura 4.8), è notevolmente cresciuto (+41%) rispetto al 2016, essendo aumentato di 34 unità (82 soggetti nel 2016, 116 nel 2017). Allo stesso modo, un significativo aumento (+38%) si è avuto nel numero dei *trader* puri (cioè sottoscrittori non utenti del sistema di trasporto) saliti a 44 unità, contro le 32 del 2016. Dopo tre anni di continua diminuzione, il rilancio della domanda di gas naturale ha sospinto anche il PSV, che ha mostrato una netta ripresa già dal 2016.

Figura 4.8 Sottoscrittori del PSV dal 2008



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 4.9 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

²⁸⁵ 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.

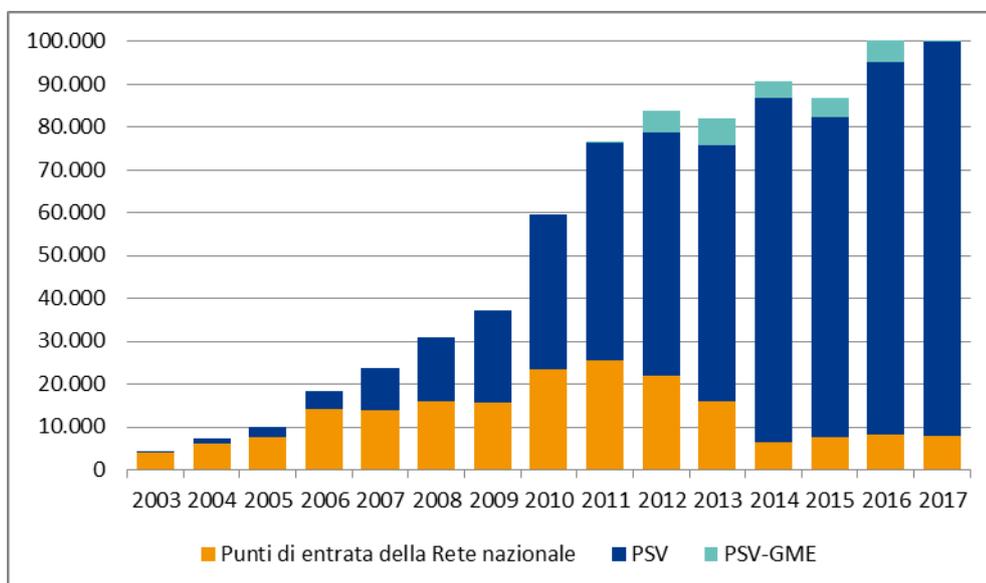
importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne al PSV e, con l'indicazione "PSV-GME", l'insieme degli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sui mercati gestiti dal GME, cioè quelli avvenuti sulla Piattaforma per il bilanciamento del gas (PB-GAS) fino a settembre 2016, ma anche quelli 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.

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, talvolta dal diminuire delle importazioni e in parte anche grazie all'accrescersi delle altre modalità di acquisto disponibili: PSV e mercati organizzati.

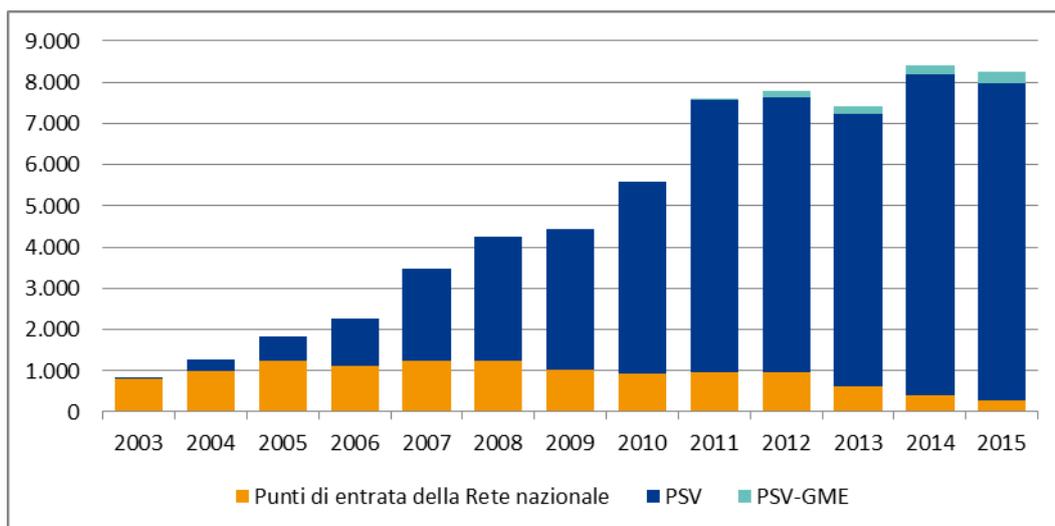
Nel 2017, nonostante l'incremento delle importazioni, i volumi registrati ai punti di entrata della RTN hanno registrato un calo del 7%. I volumi OTC scambiati presso il PSV, che nel 2016 avevano evidenziato un corposo incremento (16%), hanno continuato a crescere, ma nel 2017 l'aumento si è fermato al 7%. Ancora una fortissima crescita, pari al 26%, ha interessato la voce PSV-GME, che segue quella del 18% del 2016. A partire dall'autunno 2015 le transazioni registrate al PSV, che agisce da *clearing house*, sono andate via via aumentando in misura notevole. Come si vedrà più in dettaglio nel paragrafo successivo, a spingere questa continua crescita vi sono stati anche l'avvio del nuovo mercato di bilanciamento (quarto trimestre 2016), che ha portato un netto incremento degli scambi sulle varie piattaforme della M-GAS.

Figura 4.9 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 ARERA su dati di Snam Rete Gas.

Figura 4.10 Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

Fonte: Elaborazione ARERA su dati di Snam Rete Gas.

Borsa gas

La creazione di una borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito l'obbligo per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato e, per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità. Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME, il quale gestisce in maniera esclusiva le offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

Il primo nucleo della borsa è stato creato nel marzo 2010 con l'istituzione della Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS. Ma l'avvio del vero e proprio mercato *spot* del gas naturale con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale è avvenuto nell'ottobre 2010, con la nascita della **M-GAS**. Su tale mercato gli operatori, che siano stati abilitati a effettuare transazioni sul PSV, possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. A quella data esso si articolava 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 alla fine del 2011 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 del Regolamento europeo del bilanciamento²⁸⁶, a partire dall'1 ottobre 2016 è stato introdotto in luogo dei comparti G-1 e G+1, 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. In tale sistema, gli utenti e Snam Rete Gas 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 sue azioni di acquisto e vendita sul mercato a quanto strettamente necessario a fornire "segnali di prezzo".

Oltre agli esistenti MGP-GAS e MI-GAS, dall'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, sia per altre operazioni;
- 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.

Le negoziazioni di entrambi i comparti di cui sopra, organizzate in via transitoria nell'ambito della Piattaforma per il bilanciamento (PB-GAS), a partire da aprile 2017 rientrano nell'organizzazione del Mercato del Gas (MGAS), in attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico del 13 marzo 2017.

Dal 2015 gli operatori possono inoltre estendere la registrazione al PSV per le transazioni concluse presso borse gestite da soggetti diversi dal GME²⁸⁷. In particolare, il GME è stato incaricato di

²⁸⁶ Regolamento (UE) 312/2014 approvato dalla Commissione Europea il 26 marzo 2014.

²⁸⁷ Delibere 12 giugno 2015, 282/2015/R/gas, e 10 settembre 2015, 436/2015/R/gas.

registrare al PSV le transazioni eseguite sulle piattaforme gestite da ICE Endex e Powernext (piattaforma PEGAS del gruppo EEX), che già ad aprile 2015 aveva lanciato prodotti *futures* con consegna al PSV.

Dal 2 settembre 2013 è stato infine avviato il mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS). 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, nel 2017 sono stati scambiati volumi complessivi per 45,9 TWh, in leggero calo rispetto a quanto registrato nel 2016 (-3%). Si osserva, tuttavia, una profonda variazione nella ripartizione di tali volumi sulle diverse piattaforme in quanto il 2017 è il primo anno di piena operatività di alcuni mercati nel nuovo quadro regolatorio (cfr. paragrafo precedente). In particolare, dalla tavola si può osservare come i volumi, che nell'anno precedente risultavano ripartiti tra le piattaforme di bilanciamento G+1 e G-1 (fino al terzo trimestre 2016) e i comparti MI, MGP e MGS (nell'ultimo trimestre 2016), nel 2017 vengano interamente negoziati all'interno dei diversi comparti del M-GAS. La maggior liquidità si osserva sul Mercato Infragiornaliero (23,8 TWh), lo stesso utilizzato preferenzialmente da Snam Rete Gas²⁸⁸ per le sue funzioni di Responsabile del bilanciamento, corrispondente al 25% dei volumi scambiati. Anche sul Mercato del gas in stoccaggio (16,6 TWh) il principale operatore risulta il Responsabile del bilanciamento (35%), la cui netta maggioranza di volumi movimentati (80%) risulta ai fini del bilanciamento del sistema. Il Mercato del giorno prima (3,3 TWh) registra invece un particolare aumento dei volumi scambiati in concomitanza con l'avvio del meccanismo di *liquidity providing* relativamente al giorno gas in contrattazione G+1.

Durante l'anno 2017 non si registra alcuna negoziazione per il Mercato dei prodotti *locational*, mentre si osserva, dopo quattro anni d'inattività, una ripresa delle negoziazioni ad asta sul comparto "*Royalties*" della P-GAS (1,9 TWh), occorsa negli ultimi cinque mesi dell'anno per i prodotti mensili in scadenza nel secondo mese successivo (M+2). Si registrano, invece, per la prima volta nel 2017, negoziazioni sul Mercato a termine del gas per un totale di 186 GWh, principalmente per prodotti *Balance Of Month* (54%). Le prime negoziazioni su quest'ultimo mercato, occorse nel mese di gennaio, vengono registrate in corrispondenza di una revisione del calcolo del prezzo di controllo.

Relativamente ai prezzi in esito sulle diverse piattaforme (Figura 4.11), il M-GAS ha registrato valori compresi tra i 19,26 €/MWh di MGS ed i 19,67 €/MWh di MI-GAS, e quasi sempre inferiori rispetto alla quotazione media al PSV (nell'anno pari a 19,92 €/MWh²⁸⁹). In particolare il netto rialzo registrato nel mese di dicembre su tutti i mercati spot è in parte riconducibile all'attivazione da parte del Ministero dello sviluppo economico dello stato di preallarme del Piano emergenza gas in seguito all'incidente occorso sul gasdotto d'importazione dall'Austria. Come osservato nell'ultimo trimestre del 2016, si conferma nel 2017 una netta correlazione tra la quotazione al PSV e i prezzi registrati sul M-GAS, rappresentati dal *system average price* (SAP), confermando il ruolo di quest'ultimo nel fornire agli utenti chiari segnali di prezzo indotti dal Responsabile del

²⁸⁸ Secondo quanto previsto dal Regolamento (UE) 312/2014 in merito alla gerarchia tra risorse di mercato ai fini del bilanciamento.

²⁸⁹ Fonte: Thomson-Reuters.

bilanciamento così da promuovere azioni di bilanciamento da parte dei singoli utenti stessi. Su MGS invece sia il livello dei prezzi che la loro volatilità sembrano discostarsi maggiormente dagli altri comparti e quotazioni.

Tavola 4.5 Volumi annuali per ciascuno dei mercati gas gestiti dal GME

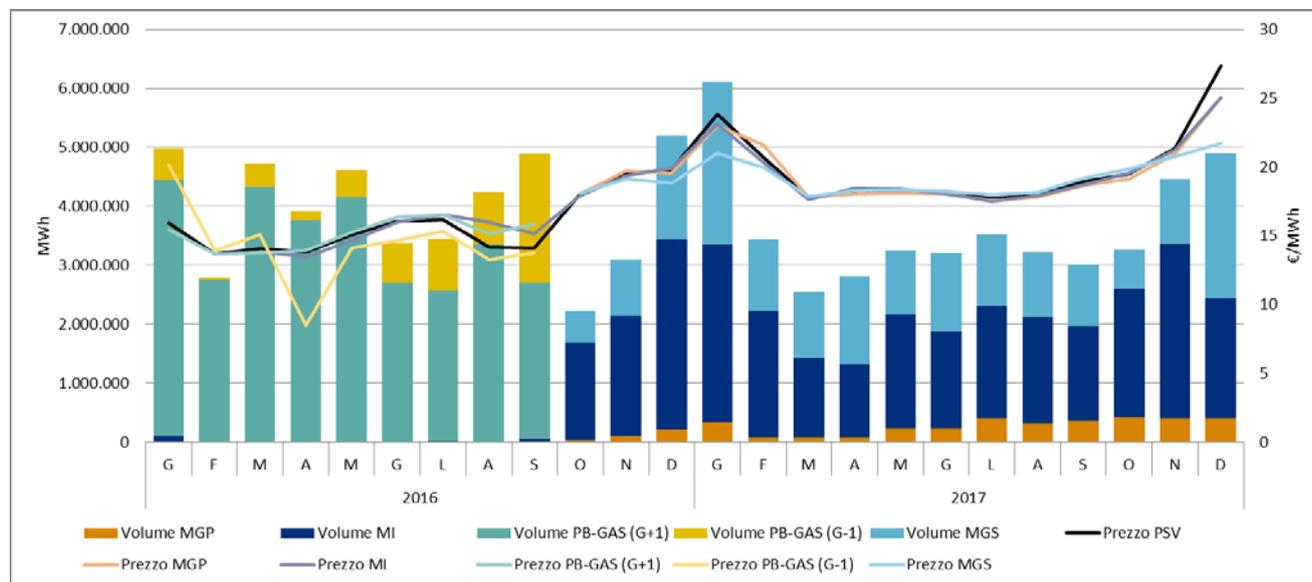
MWh

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
P-GAS Import	365	-	-	-	-	-	-	-
Royalties	-	2.869.528	2.707.932	1.800.900	-	-	-	1.947.397
DL n. 130/10	-	-	-	-	-	-	-	-
M-GAS MI-GAS	-	12.616	36.120	3.820	102.130	1.009.437	7.089.717	23.825.785
MGP-GAS	-	149.378	135.900	13.300	-	-	334.930	3.279.530
MT-GAS	-	-	-	-	-	-	-	186.092
MGS	-	-	-	-	-	-	3.269.012	16.632.693
MPL	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS 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	-
TOTALE	365	4.743.096	37.805.409	42.699.188	41.626.899	49.199.035	47.480.370	45.871.497

Fonte: GME.

Figura 4.11 Andamento mensile di prezzi e volumi nei mercati utili al bilanciamento gas

€/MWh; MWh



Fonte: GME.

4.2.1.2 Monitoraggio del livello di trasparenza, compreso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza, e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

Misure per lo sviluppo della concorrenza nel mercato all'ingrosso

Il funzionamento dei mercati del gas naturale, le cui principali regole tecniche presentano un assetto ormai consolidato, ha richiesto soltanto alcuni aggiustamenti.

Innanzitutto l'Autorità ha adottato²⁹⁰ disposizioni per il rafforzamento della propria funzione di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale, ponendo le basi per l'introduzione di un testo unico che – analogamente a quanto avviene per il mercato elettrico – consenta di disporre di maggiori strumenti automatizzati di analisi, *warning* e reportistica. In quella, sede:

- la società Snam Rete Gas è stata individuata quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio delle capacità e dei flussi;
- GME è stato individuato quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio dell'assetto competitivo, dell'integrità e la trasparenza dei mercati.

Successivamente, l'Autorità ha approvato²⁹¹ la proposta organizzativa della società Snam Rete Gas relativa alla creazione di un ufficio di monitoraggio, corredata dei costi previsti per tali attività. In considerazione del fatto che l'attività di monitoraggio è fondamentale per il buon funzionamento dei mercati e i suoi benefici ricadono sulla generalità degli utenti del sistema, la delibera ne prevede il finanziamento a valere sul fondo per la copertura degli oneri connessi al sistema del bilanciamento del sistema del gas. Infine, all'inizio del 2018, l'Autorità ha approvato²⁹² di applicare tale meccanismo di finanziamento anche per la copertura dei costi delle attività svolte dal GME in tema di monitoraggio del mercato gas.

Con riferimento al mercato del gas naturale organizzato dal GME sono stati inoltre adottati i seguenti interventi volti a renderne più efficiente il funzionamento anche per la gestione del servizio di bilanciamento:

- l'Autorità ha espresso²⁹³ al Ministro dello sviluppo economico parere favorevole alla modifica della Disciplina M-GAS predisposta dal GME, riguardante le misure necessarie all'attuazione della fase a regime della nuova disciplina di bilanciamento del sistema del gas naturale introdotto nel 2016²⁹⁴;
- è stato approvato²⁹⁵ lo schema di convenzione tra Snam Rete Gas e il GME e una proposta di Snam Rete Gas di aggiornamento delle condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al PSV, funzionali alla gestione dei mercati gas naturale nell'ambito del regime di bilanciamento del sistema del gas naturale e del testo integrato relativo alle disposizioni in materia di condizioni regolatorie per lo svolgimento dell'attività di gestione dei mercati fisici del gas (TICORG);

²⁹⁰ Con la delibera 5 maggio 2017, 308/2017/R/gas.

²⁹¹ Con la delibera 5 dicembre 2017, 846/2017/R/gas.

²⁹² Con la delibera 15 febbraio 2018, 87/2018/R/gas.

²⁹³ Con parere del 3 marzo 2017, 98/2017/I/gas.

²⁹⁴ Con la delibera 16 giugno 2016, 312/2016/R/gas.

²⁹⁵ Con la delibera 16 marzo 2017, 147/2017/R/gas.

- sono state approvate²⁹⁶ le convenzioni tra il GME e Snam Rete Gas, Stogit e Edison Stoccaggio funzionali alla gestione del mercato per la negoziazione del gas in stoccaggio (MGS); in particolare, le convenzioni regolano gli scambi informativi e le verifiche di coerenza delle transazioni concluse presso l'MGS;
- è stata approvata²⁹⁷, la misura del contributo unitario per l'anno 2018 per la partecipazione ai mercati che compongono l'M-GAS, gestiti dal GME;
- è stato espresso²⁹⁸ al Ministero dello sviluppo economico, parere favorevole alla modifica della disciplina del mercato M-GAS, predisposta dal GME, riguardante le disposizioni in materia di unità di misura utilizzata nei contratti dei prodotti quotati sull'M-GAS e di gestione operativa della MGS.

4.2.2 Mercati al dettaglio

Dai risultati provvisori dell'Indagine annuale, su cui tradizionalmente sono basati i commenti di queste pagine, emerge che nel 2017 al mercato finale, libero o tutelato, sono stati venduti 59,8 G(m³), cui vanno aggiunti 154 M(m³) forniti attraverso i servizi di ultima istanza e di *default*²⁹⁹. Complessivamente, quindi, il valore delle vendite finali è risultato di quasi 60 G(m³), con una crescita di 2 G(m³) rispetto al 2016.

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 15 G(m³), che portano il valore dei consumi complessivi risultanti dall'Indagine annuale a 75 G(m³), cioè a un valore paragonabile ai 72,6 G(m³) di fonte ministeriale. Come di consueto vi sono differenze tra le due fonti che classificano i volumi di gas movimentati nell'anno in maniera diversa. Nei dati dell'Indagine annuale, il livello dei consumi complessivi raggiunto nel 2017 ha recuperato, e anzi leggermente superato, quello del 2013, sebbene rimanga ancora parecchio distante dai valori pre-crisi, che si aggiravano intorno agli 85 G(m³).

Anche nel 2017, come negli ultimi anni, gli autoconsumi hanno comunque evidenziato un aumento piuttosto consistente, pari al 6,4% in termini di volumi, che non si è manifestato in termini di punti di prelievo, rimasti stabili a circa 2.600 unità. Tale voce possiede una fortissima incidenza nella generazione elettrica (l'89,4% degli autoconsumi si colloca, infatti, in questo settore).

Come si vedrà meglio nel seguito di questo paragrafo, la risalita dei consumi finali, che emerge significativa tanto nei dati dell'Indagine annuale (6,4%), quanto in quelli ministeriali (5,5%), appare legata a una crescita più consistente dei settori produttivi (circa 5,2%), mentre quella dei consumi civili appare positiva ma meno intensa (circa 2,4%).

²⁹⁶ Con la delibera 14 settembre 2017, 630/2017/R/gas.

²⁹⁷ Con la delibera 30 novembre 2017, 800/2017/R/gas.

²⁹⁸ Con parere 30 novembre 2017, 804/2017/R/gas.

²⁹⁹ La richiesta dei dati relativi alle forniture di ultima istanza e di *default* è presente 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.

Tavola 4.6 Consumi finali di gas naturale nel 2016 e nel 2017Punti di prelievo in migliaia; volumi in M(m³)

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2016	2017	VARIAZIONE	2016	2017	VARIAZIONE
Vendite finali	57.719	59.816	3,6%	21.183	21.177	0,0%
Forniture di ultima istanza e <i>default</i>	152	154	1,5%	91	108	18,3%
TOTALE MERCATO	57.871	59.973	3,6%	21.274	21.285	0,0%
Autoconsumi	14.118	15.025	6,4%	2,6	2,6	0,0%
CONSUMI FINALI	71.989	74.995	4,2%	21.277	21.280	0,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Dei 59,8 G(m³) di gas venduti nel mercato finale, 13,1 G(m³) sono stati ceduti da venditori puri mentre i restanti 46,7 G(m³) sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso (Tavola 4.7). Il prezzo medio praticato ai clienti finali, risultato pari a 34,28 c€/m³ è aumentato di 0,52 c€, vale a dire dell'1,5% rispetto al valore del 2016. Al solito, tale prezzo è superiore a quello praticato al mercato finale dai grossisti (puri e misti), che è risultato pari a 31,42 c€/m³. La ragione del differenziale positivo, pari a 2,86 c€, 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 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. I clienti industriali, inoltre, sono spesso allacciati direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non pagano il costo della distribuzione.

Tavola 4.7 Vendite e prezzi al mercato finale nel 2017M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Venditori puri	313	13.078	44.51
Operatori misti	107	46.739	31.42
Totale	420	59.816	34.28

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il differenziale di prezzo offerto che si osserva nel mercato all'ingrosso risulta, invece, decisamente più ristretto. A fronte di un prezzo medio di 20,42 c€/m³ praticato dai grossisti, i venditori (cioè le imprese che operano prevalentemente sul mercato finale) hanno mediamente richiesto 20,87 c€/m³ per il gas che hanno venduto ad altri rivenditori, cioè meno di mezzo centesimo in più.

Indipendentemente dalla crescita delle vendite sul mercato finale, che non tutti gli anni si manifesta, da oltre un decennio si assiste comunque all'incremento del numero di venditori attivi in questo segmento della filiera. Nel 2017 questi ultimi hanno superato le 400 unità, evidenziando un incremento di 18 unità rispetto al 2016³⁰⁰. Non accenna a fermarsi, quindi, il trend in ascesa nel

³⁰⁰ 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 537 imprese sulle 642 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere

numero dei venditori, osservabile anche nel mercato dell'energia elettrica. Il continuo accrescersi del numero di soggetti che operano nel mercato, nonostante l'ampliamento della sua consistenza, costituisce la causa della lieve riduzione del volume medio unitario di vendita che è passato dai 144 M(m³) del 2016 a 142 M(m³) nel 2017, benché tale valore rimanga ancora lontano dai valori pre-crisi, cioè dai 230 M(m³) che erano il venduto medio nel 2009.

L'aumento del numero di venditori è anche spiegato dai numerosi movimenti che ogni anno si registrano tra le imprese. Lo scorso anno: 43 imprese hanno avviato l'attività di vendita a clienti finali (33 nel 2017 e 10 nel primo trimestre del 2018), in prevalenza sono imprese che già svolgevano attività di vendita o nel mercato all'ingrosso o nella vendita finale di energia elettrica; 14 imprese in totale hanno cessato l'attività, 6 imprese hanno acquisito o ceduto l'attività; 14 imprese hanno cambiato gruppo societario; vi sono state 10 operazioni di incorporazione.

L'11,7% (vale a dire 49 soggetti) dei 420 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio nazionale cioè in tutte e 19 le regioni italiane metanizzate³⁰¹; il 61,9% (260 imprese) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 18; le restanti 111 imprese (il 26,4%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5. Il numero di imprese che opera su tutto il territorio nazionale è in costante crescita (nel 2014 erano il 7%, nel 2015 erano l'8,4%, nel 2016 erano il 10%).

La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas, limitando l'analisi alle partecipazioni dirette, mostra una scarsa presenza straniera: solo 20 società (sulle 407 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società del Lussemburgo o svizzere, ma sono presenti anche società tedesche, austriache e spagnole.

Per calcolare correttamente le quote di mercato e il livello di concentrazione del mercato della vendita finale occorre analizzare non l'operato delle singole ragioni sociali, bensì quello dei gruppi societari (Tavola 4.8).

Nel 2017 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale, che lo scorso anno era risalito dopo anni di costante riduzione, è tornato a scendere rispetto al 2016. I primi tre gruppi controllano il 45%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 47,2%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 53,4% (contro il 55% del 2016).

L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 817, inferiore quindi a quello del 2016, che era pari a 875. Il livello dell'indice è rimasto quindi ben inferiore a 1.000, valore al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

Nessuna variazione emerge nelle prime tre posizioni del mercato finale: Eni, Edison ed Enel sono come sempre i gruppi nelle prime tre posizioni; tutti e tre, però, evidenziano una quota di mercato in riduzione. Il peso del gruppo Eni (quest'anno pari al 20,7%) si è ridotto di mezzo punto percentuale rispetto al 2016, come quello del gruppo Enel, mentre la porzione di Edison è diminuita di 1,2 punti rispetto all'anno precedente. Quindi la distanza tra Eni ed Edison si è leggermente ampliata (da 6,8% a 7,4%), mentre quella tra Edison ed Enel si è accorciata (da 3% a 2,3%).

l'attività di vendita di gas nel corso del 2017 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 39 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 498 ve ne sono 78 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 420.

³⁰¹ In Sardegna il servizio gas non è presente.

Tavola 4.8 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2017Volumi in M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2016
Eni	12.406	20,7%	1°
Edison	7.954	13,3%	2°
Enel	6.581	11,0%	3°
Energeticky A Prumyslovy Holding, A.S.	2.526	4,2%	8°
Iren	2.483	4,2%	4°
Hera	2.145	3,6%	5°
A2A	1.948	3,3%	7°
Sorgenia	1.184	2,0%	11°
Axpo Group	1.020	1,7%	14°
Engie	979	1,6%	6°
E.On	924	1,5%	10°
Royal Dutch Shell Plc	862	1,4%	9°
Estra Spa	853	1,4%	13°
Ascopiave	811	1,4%	12°
Repower Ag	777	1,3%	18°
Unogas	697	1,2%	15°
Eg Holding Spa	637	1,1%	16°
Metaenergia Spa	504	0,8%	26°
Solvay Energy Services Italia	495	0,8%	47°
Gas Natural Sdg S.A.	482	0,8%	17°
Altri	13.551	22,7%	-
TOTALE	59.816	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Circa l'avvicinamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, sono da notare l'ascesa del gruppo ceco Energeticky a Prumyslovy Holding (che include la società EP Commodities) entrato molto di recente nel mercato italiano. Questo gruppo è passato dall'ottava alla quarta posizione, grazie ad un incremento delle vendite del 69%, largamente superiore alla media del mercato). Hanno guadagnato posizioni anche i gruppi Sorgenia, Axpo Group, Repower, Metaenergia e Solvay Energy Service Italia.

La tavola 4.9 propone la sintesi dei dati riguardanti il mercato finale della vendita 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 2017 sono provvisori.

Al netto delle forniture di ultima istanza e di *default*, nel 2017 sono stati venduti 74,8 G(m³) – di cui 15 destinati all'autoconsumo e 59,8 alla vendita – a 21,2 milioni di clienti (punti di riconsegna).

Complessivamente i quantitativi di gas sono aumentati rispetto al 2016 in quasi tutti i settori, con l'eccezione dei condomini e del commercio e servizi. Gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato un nuovo aumento (6,4%), i quantitativi di gas venduti nel mercato libero hanno evidenziato un incremento del 5,7%, mentre una perdita del 6,8% si è avuta

nelle vendite del mercato tutelato. I valori del mercato tutelato illustrati nella tavola non comprendono i quantitativi forniti nei servizi di *default* e di ultima istanza in quanto non frazionabili nei vari settori. Questi sono risultati pari a 152 M(m³) nel 2016 e a 154 M(m³) nel 2017. Se si considerano anche i servizi di *default* e di ultima istanza, il gas venduto nel mercato tutelato sale a 9,1 G(m³), sebbene la perdita rispetto al 2016 rimanga sostanzialmente invariata (-6,7%).

Tavola 4.9 Mercato finale per settore di consumo

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

SETTORE DI CONSUMO	2016				2017			
	MERCATO TUTELATO	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE	MERCATO TUTELATO	MERCATO LIBERO	AUTO-CONSUMI	TOTALE
VOLUMI								
Domestico	8.866	5.725	0	14.591	8.356	6.880	0	15.236
Condominio uso domestico	737	1.758	11	2.506	598	1.888	9	2.495
Commercio e servizi	17	7.439	76	7.532	15	7.400	49	7.464
Industria	6	18.789	1.540	20.336	3	19.838	1.529	21.370
Generazione elettrica	0	13.105	12.490	25.595	0	13.494	13.438	26.932
Attività di servizio pubblico	2	1.274	0	1.276	2	1.343	0	1.345
TOTALE VOLUMI	9.629	48.090	14.118	71.837	8.973	50.843	15.025	74.841
PUNTI DI RICONSEGNA								
Domestico	12.212	7.446	0	19.659	10.861	8.810	0	19.671
Condominio uso domestico	94	113	1	207	80	117	0	198
Commercio e servizi	9	1.068	2	1.079	9	1.052	1	1.062
Industria	3	178	0	180	2	180	0	182
Generazione elettrica	0	1	0	1	0	1	0	1
Attività di servizio pubblico	1	59	0	60	0	65	0	65
TOTALE PUNTI	12.319	8.865	3	21.186	10.952	10.225	2	21.179

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo sono fortemente diminuiti (-26,7%), così come una riduzione dell'11,1% ha interessato i clienti serviti nel mercato tutelato (ma se si tiene conto dei servizi di *default* e ultima istanza il calo si riduce al 10,9%); viceversa i clienti del mercato libero sono complessivamente aumentati del 15,3%.

Nel 2017 il clima è stato rigido nei mesi invernali e più caldo, rispetto agli anni passati, nei mesi estivi; la ripresa economica si è irrobustita e l'indisponibilità delle centrali nucleari francesi, che si è protratta per una buona parte dell'anno, sono gli elementi che hanno permesso una discreta risalita dei consumi di gas. Infatti, come si vede nei dati, i consumi civili (cioè del settore domestico, insieme con i condomini, con il terziario e con le attività di servizio pubblico) sono complessivamente aumentati del 2,4% rispetto al 2016, mentre gli usi produttivi (industria e termoelettrico insieme) evidenziano una crescita del 5,2%.

Il tasso di crescita del settore civile migliora sensibilmente se si considerano le sole vendite effettuate sul **mercato libero**, che rispetto al 2016 sono cresciute dell'8,1%. Infatti, con l'eccezione del comparto del commercio e servizi che evidenzia comunque una lieve riduzione (-0,5%), i

volumi di gas venduti nel mercato libero alle famiglie risultano del 20,2% più elevati rispetto al 2016, quelli dei condomini crescono del 7,4% e del 5,4% quelli delle attività di servizio pubblico.

Nel 2017 i clienti del mercato del gas nel suo complesso sono rimasti stabili, anzi, hanno registrato una lievissima riduzione, essendo scesi di quasi 7.000 punti di riconsegna. L'incremento delle vendite, quindi, non è dovuto all'ampliamento della platea dei contratti, bensì a un genuino aumento dei consumi. Si registra, comunque e da diversi anni uno spostamento dei clienti verso il mercato libero, in parte dovuto alla graduale espulsione dalla tutela, *ope legis*, di tutte le categorie di clienti non domestiche³⁰² e, per quanto riguarda le famiglie, in parte dovuta alla fine del regime di tutela programmato per il primo luglio 2019.

Nel 2017, infatti, un milione e 366 mila clienti sono complessivamente usciti dal mercato tutelato, mentre il mercato libero ne registra 1 milione e 360 mila in più. In particolare, si evidenzia nel servizio di tutela l'uscita di 1.351.000 famiglie, mentre nel mercato libero vi sono 1.363.000 clienti domestici in più rispetto al 2016. Nel caso dei condomini con uso domestico il saldo è negativo: a fronte di 14.000 punti usciti dalla tutela, se ne registrano solo 5.000 in più nel mercato libero. Una perdita complessiva e significativa di clienti emerge nel caso del commercio e servizi (-1.000 punti di riconsegna serviti nel mercato tutelato e -16.000 punti di riconsegna nel libero). Al contrario, il saldo è positivo nel caso del settore industriale (-1.190 punti in tutela, ma +2.595 punti nel libero) e ancor di più nel caso delle attività di servizio pubblico (nessuna uscita dalla tutela e + 5.000 Punti nel libero). In conseguenza di quanto detto finora, si osserva che nel 2017 i consumi medi unitari sono cresciuti: rispetto al 2016, il consumo medio per i clienti domestici è passato da 742 a 775 m³, per i condomini uso domestico da 12.098 a 12.590 m³, per il commercio da 6.980 a 7.025 m³, per l'industria da 112,3 a 117,6 migliaia di m³, per la generazione elettrica da 31,2 a 41 M(m³). L'unica eccezione è rappresentata dalle attività di servizio pubblico, settore per il quale il consumo medio unitario è leggermente diminuito da 21.298 a 20.675 m³. Nel mercato libero i consumi medi tendono a essere più elevati rispetto a quelli che si riscontrano nel mercato tutelato.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è del 67,9%, quella del mercato tutelato è del 12%, mentre il 20,1% è autoconsumata. Se si considerano le **vendite in senso stretto** e si escludono, quindi, gli autoconsumi, l'85% del gas risulta acquistato sul mercato libero e il restante 15% sul mercato tutelato. In termini di clienti, invece, il 51,7% si rivolge al mercato tutelato, mentre il 48,3% acquista nel mercato libero.

Concentrandosi **solo sul settore domestico** si può osservare che la quota di volumi acquistati sul mercato libero nel 2017 ha raggiunto il 44,8% per le famiglie e il 59,4% per i condomini (entrambe le quote sono calcolate sul totale delle vendite in senso stretto). Nel 2016 i valori erano, rispettivamente, del 37,9% e del 54,6%.

³⁰² 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 limitati o quelle relative ad attività di servizio pubblico. 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. 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 conferma.

Tavola 4.10 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2017M(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	8.302	607	64	0	0	0	8.973
Domestico	8.208	145	3	0	0	0	8.356
Condominio uso domestico	84	453	61	0	0	0	598
Commercio e servizi	1	1	0	0	0	0	2
Industria	8	6	1	0	0	0	15
Generazione elettrica	2	1	0	0	0	0	3
Attività di servizio pubblico	0	0	0	0	0	0	0
MERCATO LIBERO	8.178	5.067	2.573	5.642	9.535	19.847	50.843
Domestico	6.680	161	11	5	23	0	6.880
Condominio uso domestico	74	1.320	399	80	16	0	1.888
Commercio e servizi	58	347	223	353	255	107	1.343
Industria	1.169	2.407	1.164	1.780	798	82	7.400
Generazione elettrica	198	830	767	3.313	7.498	7.232	19.838
Attività di servizio pubblico	0	2	9	112	945	12.426	13.494
TOTALE	16.480	5.674	2.637	5.643	9.535	19.847	59.816

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come si è già detto nel Capitolo 3 (cfr. il paragrafo 3.2), anche quest'anno, per la seconda 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.

Anche qui, come si è già detto nel Capitolo 3, sfruttando l'esperienza raccolta nell'edizione del 2017, i quesiti sono stati leggermente modificati per cercare di catturare meglio una realtà assai complessa e variegata com'è quella delle offerte commerciali. Ciò con l'obiettivo di affinare definizioni e categorie per renderle il più possibile adatte a classificare le numerose offerte presenti sul mercato, seppure non completamente esaustive della realtà. Come lo scorso anno, pertanto, i risultati presentati in queste pagine devono essere accolti con la necessaria cautela. Inoltre, poiché la fornitura della clientela non domestica presenta tradizionalmente necessità molto più variegata e complesse rispetto a quella delle famiglie, anche per quest'anno l'esposizione dei risultati raccolti si concentra praticamente solo su queste ultime³⁰³.

La media delle offerte commerciali che ciascun venditore di gas risulta in grado di proporre ai propri potenziali clienti è pari a 13,7 per la clientela domestica, a 7,6 per i condomini con uso domestico e pari a 76,6 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. A tale cliente il venditore è sicuramente in grado di fornire servizi personalizzati e contratti

³⁰³ 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.

maggiormente individualizzati. Il 24% dei venditori offre ai clienti domestici una sola modalità contrattuale, il 34% ne mette a disposizione fino a 3 e il restante 42% dei venditori propone ai propri clienti un ventaglio che comprende da 4 offerte in su.

Delle 13,7 offerte rese mediamente disponibili al cliente domestico, 4,1 sono acquistabili solo *online*, cioè soltanto attraverso internet che costituisce un importante canale di vendita attraverso cui l'impresa può chiarire le proprie condizioni di vendita con tutti i dettagli necessari, ma risparmiando sui costi di gestione. Il 16,5% dei venditori non offre però nemmeno un'offerta *online*. Nel 2,4% dei casi il numero di offerte *online* è uguale al numero di offerte che complessivamente vengono proposte ai clienti. Pertanto nella stragrande maggioranza dei casi il numero di offerte *online* è risultato inferiore alle offerte totali. Le offerte *online* non sembrano aver riscontrato, per ora, un grande interesse da parte delle famiglie, in quanto è risultato che solo il 4,1% dei clienti ha sottoscritto un contratto offerto attraverso questa modalità.

Circa la tipologia di prezzo preferita è risultato che il 68,6% 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 31,4% 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 45,7% dei clienti che ha sottoscritto un contratto a prezzo variabile ha firmato un contratto che prevede uno sconto fisso su una delle componenti stabilite dall'Autorità per le condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela; il 19,8% dei clienti ha scelto un contratto che prevede l'indicizzazione all'andamento del Brent e il 18,5% dei clienti ha scelto un contratto che prevede una forma di indicizzazione legata ai prezzi del TTF. Una quota esigua di clienti (0,8%) ha scelto di indicizzare il prezzo del gas all'andamento dei prezzi al PSV o a quello dei mercati gestiti dal GME. Il restante 15,3% dei contratti prevede forme di indicizzazione alternative, spesso con una combinazione di quelle appena citate.

Per quanto riguarda la durata, il 2,8% dei clienti domestici serviti nel mercato libero ha sottoscritto un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, nel senso che per l'applicazione del prezzo stabilito è previsto che il cliente non cambi fornitore per un minimo di tempo stabilito dal contratto stesso. La percentuale è maggiore nel caso di contratti a prezzo fisso dove la clausola si applica al 3,1% dei clienti, mentre è del 2,2% nel caso di contratti a prezzo bloccato. Tuttavia non tutti i venditori presenti nel mercato libero applica un contratto che prevede una clausola di durata minima contrattuale, e anche quelli tra loro che contemplan questa possibilità, offrono ai loro clienti contratti alternativi che non includono tale vincolo. I venditori che applicano contratti con clausola di durata minima sono in tutto 16, e complessivamente servono poco meno di un milione di clienti. La quota dei clienti di tali venditori che hanno acquistato un contratto con clausola di durata minima è pari al 33,8% (14,6% con prezzo variabile e 59,4% con prezzo bloccato).

Il 25% dei clienti domestici ha sottoscritto un contratto che prevede un abbuono o uno sconto di uno o più periodi gratuiti o di una somma fissa in denaro o in volume, che può essere *una tantum* o permanente, ed eventualmente previsto al verificarsi di una determinata condizione (es. sconto per contratti sottoscritti da amici del cliente, sconto per domiciliazione bancaria della bolletta, ecc.). Più in dettaglio, risulta che in media, lo sconto è applicato al 17% dei clienti che hanno scelto un contratto a prezzo bloccato e al 42% dei clienti che hanno scelto il prezzo variabile.

Infine, circa la presenza di servizi aggiuntivi nei contratti sottoscritti dalle famiglie si può osservare che tra i clienti domestici che hanno scelto un contratto a prezzo bloccato emerge una netta preferenza (51,4%) per quei contratti che prevedono la partecipazione a un programma punti e un

certo gradimento (7%) per i contratti che offrono un servizio energetico accessorio. Una grossa fetta di clienti, però, pari al 38,8% ha sottoscritto un contratto che non prevede alcun servizio aggiuntivo. Tale porzione è anche più elevata, 86,5%, nel caso dei contratti con prezzo variabile.

4.2.2.1 Monitoraggio del livello dei prezzi del mercato al dettaglio, del livello di trasparenza e sul grado e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza

In tema di prezzi di vendita del gas naturale nel mercato al dettaglio l'Autorità dispone di due rilevazioni:

- quella delle condizioni medie di fornitura del gas naturale, effettuata ai sensi della delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09, nella quale con cadenza trimestrale vengono rilevati i dati mensili relativi ai prezzi fatturati dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi e settori di consumo;
- quella effettuata nell'ambito dell'*Indagine annuale sui settori regolati*, nella quale vengono rilevati dati di competenza per l'anno precedente e distinti secondo varie categorie di dettaglio (tipo di mercato, settore e classi di consumo, tipologia di allacciamento).

Come già detto nel Capitolo 3 (vedi il paragrafo 3.2.2.1), l'Autorità ha anche definito il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio sia per l'energia elettrica sia per il gas naturale (TIMR). Il TIMR impone agli esercenti l'attività di vendita finale di energia elettrica e di gas naturale (con un numero di punti di prelievo serviti superiore a 50.000) di comunicare ogni trimestre all'Autorità i dati relativi ai prezzi medi mensili del gas naturale praticati sul mercato finale, insieme a numerosi altri indicatori (i risultati del TIMR sono esposti nel paragrafo successivo). Di fatto, a partire da gennaio 2012 e limitatamente ai venditori obbligati dal TIMR, i prezzi medi raccolti dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/gas 64/09 confluiscono nel monitoraggio *retail*. In virtù di un accordo istituzionale, comunque, tutti i dati raccolti ai sensi della delibera ARG/gas 64/09 vengono forniti semestralmente al Ministero dello sviluppo economico che li invia all'Eurostat per adempiere agli obblighi sulle statistiche dei prezzi finali di energia elettrica e gas naturale. Poiché questi ultimi sono stati modificati nel 2016, con l'adozione del *Regolamento (UE) 2016/1952 relativo alle statistiche europee sui prezzi del gas naturale ed energia elettrica e che abroga la direttiva 2008/92/CE*, l'Autorità ha rinnovato³⁰⁴ i propri sistemi di rilevazione dei prezzi praticati dai venditori di energia elettrica e gas naturale ai clienti finali per adeguarli alle richieste del nuovo Regolamento europeo.

I dati dell'*Indagine annuale* vengono invece utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle esposte nella reportistica annuale alle autorità nazionali ed europee.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità 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 34,3 c€/m³ (Tavola 4.11). Tale

³⁰⁴ Con la delibera 29 marzo 2018, 168/2018/R/com che ha anche abrogato la delibera ARG/elt 167/08.,

prezzo nel 2016 era risultato pari a 33,8 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo medio finale del gas in Italia presenta un aumento dell'1,5%.

L'aumento risulta dalla combinazione dell'andamento delle singole classi di consumo annuo, che mostrano evoluzioni differenziate. Le prime due classi presentano dei lievi aumenti, pari a 0,4 e 0,9 c€/m³ (equivalenti a 0,7% e 2,2%), le tre centrali presentano delle diminuzioni comprese tra 0,7 e 1,5 c€/m³ (da 2% a 5,1%), mentre la classe più grande (consumi superiori a 20 milioni di mc) presenta un aumento rilevante, sia in termini assoluti (2,5 c€/m³) che relativi (circa l'11%).

Quanto sopra ha fatto sì che il divario di prezzo tra i clienti più piccoli e quelli più grandi nel quinquennio considerato sia rimasto sostanzialmente stabile, intorno a un valore medio di 28,4 c€/m³. Il divario discende dal fatto che in presenza di consumi più elevati i costi fissi vengono ripartiti su quantità maggiori.

In particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più alta 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. In effetti, il rilevante incremento sopra evidenziato per la classe più grande riflette il notevole incremento registrato nelle principali piazze europee tra il 2016 e il 2017. 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.

Tavola 4.11 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2013	2014	2015	2016	2017
Inferiore a 5.000	61,2	58,8	55,7	51,7	52,1
Tra 5.000 e 50.000	51,3	46,9	46,0	42,1	43,1
Tra 50.000 e 200.000	44,4	41,4	41,0	37,0	36,2
Tra 200.000 e 2.000.000	36,6	35,0	32,5	28,3	26,8
Tra 2.000.000 e 20.000.000	33,8	34,0	28,0	24,2	23,0
Superiore a 20.000.000	32,7	32,2	26,5	21,8	24,3
TOTALE	44,0	42,3	38,9	33,8	34,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

D'altra parte, come già evidenziato nel settore elettrico, occorre 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. La tavola 4.12 presenta lo spaccato dei prezzi medi per settore di consumo. La media complessiva di ciascun settore (ultima colonna a destra) 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.

Tavola 4.12 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2017

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in 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	
Domestico	52,0	42,4	37,0	33,3	26,6	-	51,8
Condominio uso domestico	49,7	44,2	41,3	35,9	30,8	-	43,6
Attività di servizio pubblico	51,3	39,5	35,2	29,3	23,7	20,8	32,2
Commercio e servizi	52,9	43,2	35,8	27,7	24,4	25,3	37,6
Industria	53,9	42,1	34,3	25,9	22,6	22,5	24,7
Generazione elettrica	51,9	39,8	29,0	24,9	24,3	25,3	25,2
TOTALE	52,1	43,1	36,2	26,8	23,0	24,3	34,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Monitoraggio del livello di trasparenza incluso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e il grado e l'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.

Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio (già ampiamente descritto nel Capitolo 3 e nel paragrafo precedente) è finalizzato a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione.

Si rimanda al paragrafo 3.2.2.1 nel quale è illustrato il Rapporto 801/2017/I/com che illustra i principali esiti dell'attività di monitoraggio descrivendone, ove possibile, l'evoluzione dei fenomeni rilevanti nel primo quinquennio di monitoraggio (2012-2016).

Switching

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti³⁰⁵ che ha cambiato fornitore nell'anno solare

³⁰⁵ 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.

2017³⁰⁶, è risultata complessivamente pari al 5,7%, ovvero al 48,5% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tavola 4.13). Diversamente dagli anni più recenti, le percentuali non sono in aumento, anzi, risultano in lieve flessione rispetto al 2016, probabilmente anche perché i passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di graduale esclusione dal regime di tutela si vanno esaurendo nel tempo.

Tavola 4.13 Tassi di *switching* dei clienti finali

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2016		2017	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	6,1	7,2	5,2	5,8
Condominio uso domestico	11,1	13,2	8,4	11,4
Attività di servizio pubblico	19,3	28,7	17,2	25,4
Altri usi	12,7	60,5	12,1	57,4
di cui:				
< 5.000 m ³	10,7	13,4	10,5	12,9
5.000-50.000 m ³	20,1	20,9	17,7	18,5
50.000-200.000 m ³	24,0	24,4	21,3	21,9
200.000-2.000.000 m ³	29,4	31,7	28,2	30,8
2.000.000-20.000.000 m ³	56,3	61,2	59,0	63,2
> 20.000.000 m ³	69,5	68,2	66,6	62,5
TOTALE	6,6	50,8	5,7	48,5

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2017, non obbligati per legge, mantengono un profilo non particolarmente vivace, benché più o meno stabili (Fig. 3.15). Lo scorso anno, infatti, risultano avere effettuato almeno un cambio di fornitore poco più di un milione di clienti, equivalenti a una quota del 5,2% (e corrispondente a una porzione di volumi del 5,8%). Più elevata e pari all'8,4% è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti all'11,4% del relativo settore di consumo. Il 17,2% (equivalenti al 25,4% 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 12,1% del totale in termini di clienti, nonché il 57,4% in termini di volumi.

³⁰⁶ 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.

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.

Tavola 4.14 Tassi di *switching* per regione e tipologia di clienti nel 2017

Valori percentuali

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	DOMESTICO		CLIENTI	VOLUMI	PUBBLICO		CLIENTI	VOLUMI
			CLIENTI	VOLUMI			CLIENTI	VOLUMI		
Piemonte	5,4	5,9	8,1	11,2	13,0	63,3	18,7	28,2	6,0	54,1
Valle d'Aosta	3,2	3,4	6,8	10,1	10,8	41,3	24,8	19,1	4,3	34,6
Lombardia	5,1	5,8	9,6	12,7	12,9	55,7	22,4	22,7	5,7	46,4
Trentino Alto Adige	2,1	2,3	6,6	12,2	6,6	59,2	12,9	18,8	2,8	50,0
Veneto	5,2	5,8	9,6	15,2	13,7	65,5	27,5	52,3	6,0	54,0
Friuli Venezia Giulia	5,3	6,2	8,7	10,7	16,1	68,5	29,4	31,1	6,2	59,1
Liguria	4,7	5,9	10,6	12,0	13,3	81,6	16,6	14,1	5,2	64,3
Emilia Romagna	4,6	4,9	4,1	5,2	10,8	50,7	25,0	29,4	5,2	43,7
Toscana	5,8	6,3	6,2	5,9	13,3	63,8	12,4	9,9	6,3	54,1
Umbria	5,5	6,4	8,8	9,1	17,2	57,0	21,2	50,7	6,4	48,0
Marche	5,2	5,8	8,8	11,7	11,4	50,1	11,8	34,8	5,7	39,9
Lazio	6,3	7,1	9,3	12,6	9,5	74,5	8,3	12,8	6,5	57,9
Abruzzo	6,7	8,3	11,8	18,5	7,4	43,5	16,7	33,9	6,9	36,0
Molise	5,6	6,7	8,4	46,1	12,0	83,9	15,9	14,7	6,0	70,9
Campania	5,4	6,3	11,1	10,7	11,1	79,5	9,3	17,4	5,6	66,4
Puglia	4,7	5,5	5,4	5,5	10,9	41,2	14,2	20,8	4,9	36,2
Basilicata	4,0	4,7	6,6	9,1	9,0	52,2	4,5	2,7	4,3	39,4
Calabria	4,4	5,2	5,1	2,7	10,8	24,4	9,5	16,9	4,6	23,2
Sicilia	4,1	4,8	4,0	4,2	9,5	41,3	10,5	15,0	4,2	37,3
ITALIA	5,2	5,8	8,4	11,4	11,9	21,2	17,2	25,4	5,6	13,2
NORD	5,0	5,6	8,3	11,5	12,6	59,0	22,4	29,1	5,6	49,6
CENTRO	6,0	6,7	8,6	11,8	11,3	63,3	11,8	19,9	6,4	51,8
SUD E ISOLE	4,7	5,5	7,8	8,0	10,5	45,8	10,2	15,9	4,9	40,5

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tenuto conto della frammentazione territoriale del mercato gas, i livelli di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente, sono esposti nella tavola 4.14. I clienti domestici collocati al Centro mostrano, anche nel 2017, 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 territoriale, 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 6% in termini di clienti e all'8,3% in termini di volumi, contro una media nazionale del 5,2% (clienti) e del 5,8%

(volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale.

Reclami e segnalazioni

Riguardo all'attività in tema di reclami e segnalazioni svolta dal call center dello Sportello dall'1 gennaio 2017 al 31 dicembre 2017 per il settore gas si veda il paragrafo 3.2.2.1 che riassume i dati sia per il settore elettrico che per il settore gas.

4.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

Misure per la promozione della concorrenza e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita

Le attività in tema di analisi e raccomandazioni sui prezzi finali di vendita realizzate dall'Autorità sono comuni al settore dell'elettricità e del gas e sono già state descritte in dettaglio al paragrafo 3.2.2.2 (al quale si rimanda).

Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza

In riferimento alle attività svolte dal Regolatore italiano nel 2017 si veda anche in questo caso il paragrafo 3.2.2.2.

4.3 Sicurezza delle forniture

Il decreto legislativo n. 93/11, nell'implementare il Terzo pacchetto energia, attribuisce le funzioni e competenze riferite a questo paragrafo della Relazione annuale alla CE (i.e. monitorare il bilancio fra domanda e offerta di energia, prevedere la domanda future e l'offerta disponibile, la capacità addizionale e le misure per coprire la domanda di picco o i cali di fornitura) in esclusiva al Ministero dello sviluppo economico.

5 PROTEZIONE DEI CONSUMATORI E RISOLUZIONE DELLE CONTROVERSIE NELL'ELETTRICITÀ E NEL GAS

5.1 Protezione dei consumatori

Conformità con l'Allegato 1 della direttiva 2009/72/CE

Gli articoli 37, comma 1, lettera n), e art. 41, comma 1, lettera o), delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE chiedono che il regolatore, anche in collaborazione con altre Autorità, garantisca che le misure di tutela dei consumatori, incluse quelle dell'Allegato 1, siano effettive e applicate.

In Italia tali misure, anche in virtù delle disposizioni più recenti in materia di fatturazione, trovano ormai completa applicazione.

Garanzie di accesso ai dati di consumo

Il decreto legislativo n. 93/11 prevede che, entro 6 mesi dalla pubblicazione del decreto (31 dicembre 2011), l'Autorità debba adottare nuove regole o modificare quelle esistenti in modo tale da *"...permettere ai consumatori di aver accesso ai dati di consumo rilevanti e obbligare le imprese di distribuzione di rendere i dati dei consumatori accessibili ai venditori avendo cura della qualità e la tempestività della fornitura degli stessi"*.

La regolazione in materia di fatturazione permette al cliente di essere edotto anche dei dati effettivi di consumo. In particolare la Bolletta 2.0, entrata in vigore l'1 gennaio 2016 (v. *Annual Report 2015*) deve contenere dati sul consumo annuo e la sua ripartizione per fasce; inoltre ulteriori elementi sono reperibili on-line nella bolletta di dettaglio. A mezzo di reclami e richieste, inoltre, il cliente può richiedere i dati al venditore che provvederà a chiederli al distributore.

Considerata la vastissima diffusione degli *smart meters* nel settore elettrico, il cliente finale ha a disposizione il dato di consumo corrente sia in potenza che in energia nonché i valori di consumo suddivisi in ore di *peak/off-peak/mid level* utilizzati per l'ultima fattura tramite display elettronico.

Inoltre la normativa italiana ha previsto che il Sistema informativo integrato (SII³⁰⁷) sviluppi, tramite un registro centrale dei punti di prelievo e un sistema di accreditamento degli operatori, le procedure per la gestione centralizzata delle comunicazioni dei dati di consumo e lo sviluppo dei rispettivi servizi.

L'esigenza che l'Autorità intervenga rafforzando il diritto di accesso ai dati di prelievo da parte dei clienti finali, al fine di aumentarne la consapevolezza, secondo le modalità esposte del documento, è stata ribadita anche dalle disposizioni contenute nella legge n. 205/2017 (descritta in dettaglio nel Capitolo 2) che ha stabilito che entro l'1 luglio 2019, il SII dovrà consentire ai clienti finali di accedere ai dati riguardanti i propri consumi, senza alcun onere a loro carico. Nel dicembre 2017, l'Autorità ha illustrato³⁰⁸ i propri orientamenti in merito alle diverse modalità di messa a disposizione dei dati storici di consumo di energia elettrica e di prelievo di potenza ai clienti finali in bassa tensione, in attuazione delle norme del Decreto Legislativo n. 102/2014 di recepimento

³⁰⁷ Adottato con la delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10.

³⁰⁸ Con il documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel.

della Direttiva europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica. Questa consultazione completa e in parte rielabora quanto presentato in una precedente consultazione del 2015, al fine di tenere conto delle evoluzioni nel frattempo intercorse e, in particolare, della trasformazione digitale che investe anche il settore elettrico. Con tale nuovo documento per la consultazione, l'Autorità persegue l'obiettivo di rendere prioritariamente accessibili e fruibili al cliente finale i prelievi storici ovvero i dati inerenti alla propria impronta energetica (**energy footprint**) in formato digitale, nella prospettiva dello sviluppo di servizi innovativi per l'efficienza energetica e della gestione attiva della domanda, resi possibili dalla disponibilità dei nuovi strumenti messi in campo con il sistema di misurazione 2G.

Obblighi di servizio pubblico

Gli obblighi relativi al servizio pubblico contenuti nel decreto legislativo n. 93/11 (art. 35, comma 2 e 35, comma 3), aldilà di quelli più oltre illustrati e relativi ai clienti vulnerabili, fanno riferimento a:

- il diritto di *switching* entro 3 settimane dalla richiesta;
- l'accesso a informazioni trasparenti relative alle condizioni tariffarie ed economiche nonché le condizioni contrattuali minime;
- le misure necessarie per assicurare ai consumatori la diffusione presso i clienti finali della lista di controllo per i consumatori elaborata dalla Commissione europea contenente le informazioni pratiche sui loro diritti;
- la definizione da parte dell'Autorità di regolazione, ai fini della promozione dell'efficienza energetica, di criteri tali da promuovere l'ottimizzazione da parte delle imprese elettriche dell'uso dell'energia elettrica anche fornendo servizi di gestione razionale dell'energia, sviluppando formule di offerte innovative e introducendo sistemi di misurazione e reti intelligenti.

Sin dal 2008 è stato predisposto presso l'Acquirente Unico uno Sportello per il consumatore di energia per l'informazione ai clienti finali tramite *call-center*.

Con riferimento ai clienti domestici l'Autorità ha introdotto strumenti per:

- migliorare la conoscenza e la comprensione del mercato e delle sue regole. Rientrano tra queste iniziative la pubblicazione dell'*Atlante dei diritti del consumatore di energia* e l'adozione della delibera relativa alla trasparenza dei documenti di fatturazione;
- agevolare la valutazione e la scelta delle offerte nel mercato libero. Rientrano tra queste iniziative la messa a disposizione del *Trova offerte* e l'imposizione dell'obbligo per il venditore di presentare al cliente finale la scheda di confrontabilità della spesa prima della conclusione del contratto.

Sono inoltre stati attivati protocolli di intesa con le associazioni dei consumatori per promuovere l'informazione dei consumatori. Il *Codice di condotta commerciale della vendita di energia elettrica e gas ai clienti finali*³⁰⁹, disciplina (attuando ampiamente quanto prescritto dal terzo

³⁰⁹ Allegato A alla delibera 8 luglio 2010, ARG/com 104/10 e successive modifiche e integrazioni.

pacchetto energia) il diritto di accesso a informazioni trasparenti relative alle condizioni tariffarie ed economiche nonché le condizioni contrattuali minime per i clienti finali.

Il decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21, ha recepito nell'ordinamento italiano la direttiva 2011/83/UE in materia di diritti dei consumatori, che integra e modifica alcune previsioni del Codice del consumo, con riguardo alla fase di conclusione dei contratti tra venditori e consumatori, nel caso in cui questi contratti siano conclusi a distanza o fuori dai locali commerciali.

L'Autorità ha, pertanto, adeguato³¹⁰ le disposizioni del Codice di condotta commerciale alle intervenute modifiche del Codice del consumo, riguardanti gli adempimenti di natura pre-contrattuale a carico dei venditori e le modalità di esercizio del diritto di ripensamento da parte del cliente finale domestico. Nella fattispecie, è stato disposto che i suddetti adeguamenti si applichino ai soli contratti stipulati a distanza o fuori dai locali commerciali e che fossero confermate le previsioni in merito all'indicazione del prezzo al netto delle imposte (fatta salva la possibilità di indicare il prezzo comprensivo delle imposte in ragione della struttura dell'offerta) e ai criteri di comunicazione dei prezzi.

In relazione all'avvio di esecuzione del contratto, è stata prevista l'applicazione del diritto di ripensamento a tutti i casi di sottoscrizione di un nuovo contratto da parte dei clienti domestici, in cui la stipula sia avvenuta mediante tecniche di comunicazione a distanza o fuori dai locali commerciali. Sono stati conseguentemente introdotti obblighi informativi a carico del venditore e a beneficio del cliente finale, nonché previsioni in materia di costi ragionevoli e proporzionali da riconoscere al venditore in caso di esercizio del diritto di ripensamento, qualora fosse stata già richiesta l'esecuzione del contratto da parte del cliente.

Il codice di condotta commerciale è stato modificato nel 2016³¹¹ nella parte che riguarda gli obblighi informativi dei venditori. In particolare è stato disposto che i clienti siano informati della possibilità di accedere alle procedure di conciliazione gratuite e, limitatamente ai domestici, sia indicato loro l'elenco degli organismi a ciò autorizzati. Tali informazioni devono essere fornite attraverso i contratti, il sito web del venditore o le risposte di quest'ultimo ai reclami. Le risposte ai reclami devono anche indicare l'indennizzo automatico eventualmente spettante al cliente.

Le procedure di *switching* sono state irrobustite dall'Autorità nel 2011, in particolare per quanto riguarda i flussi informativi tra distributore e venditore relativi al passaggio dei dati e alle tempistiche in modo tale che il venditore possa utilizzarli per la fatturazione secondo tempistiche certe, e ha agevolato i flussi stessi con standard di comunicazione. Sempre nel 2011 è stato anche introdotto per il settore elettrico il termine di tre settimane nelle procedure di *switching* previsto dalle direttive 72/2009/CE e 73/2009/CE. Lo stesso termine è stato introdotto nel settore del gas naturale nel 2015.

Nel 2015, l'Autorità ha stabilito³¹² per il settore elettrico che dal 1° giugno 2016 tutte le operazioni per passare a un nuovo venditore venissero svolte in modo centralizzato attraverso il Sistema Informativo Integrato (SII), la banca dati nazionale avviata per rendere più trasparente ed efficiente lo scambio di informazioni tra gli operatori del settore. Da quella data il venditore non si deve più rivolgere ai singoli distributori ma al SII, attraverso cui può realizzare l'operazione in tempi più veloci e con maggiore semplicità. Nell'aprile 2016 l'Autorità ha adottato ulteriori

³¹⁰ Con la delibera 4 giugno 2015, 269/2015/R/com.

³¹¹ Deliberazione 21 luglio 2016, 413/2016.

³¹² Con la delibera 14 ottobre 2015, 487/2015/R/eel.

disposizioni³¹³ funzionali all'attuazione di tale riforma nel settore elettrico e alla riduzione delle tempistiche per l'esecuzione dello *switching* nel settore gas.

Definizione dei clienti vulnerabili – Settore elettrico

In riferimento al settore elettrico, il decreto legislativo n. 93/11 non fornisce una specifica definizione di cliente vulnerabile (come nel gas naturale, vedi oltre). In ogni caso l'art. 35 sugli Obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori stabilisce che tutti i consumatori domestici e le piccole imprese (con meno di 50 impiegati e un fatturato inferiore ai 190 milioni di euro) che non scelgono il fornitore sul mercato libero sono serviti nell'ambito del regime di maggior tutela (art. 1, comma 2 del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73 convertito nella legge 3 agosto 2007, n. 125). Stabilisce altresì che in relazione all'evoluzione delle condizioni concorrenziali del mercato al dettaglio, il Ministero dello sviluppo economico, in esito ai monitoraggi condotti almeno ogni 2 anni, possa adeguare, in particolare in riferimento ai clienti industriali, le forme di erogazione del **servizio di maggior tutela**. I corrispettivi del servizio vengono aggiornati trimestralmente, facendo riferimento alle condizioni di mercato relative alle fasi liberalizzate della filiera (costi di approvvigionamento e di commercializzazione).

Nel 2015 l'Autorità ha avviato³¹⁴ un procedimento per la definizione di un percorso di riforma (c.d. *Roadmap*) con l'obiettivo generale di sviluppo di un mercato efficiente della vendita di energia elettrica al dettaglio, attraverso il consolidamento della fornitura del mercato libero, quale modalità ordinaria di approvvigionamento anche per i clienti di piccole dimensioni (clienti domestici e piccole imprese).

L'intervento è finalizzato a supportare la consapevolezza dei clienti di piccole dimensioni, facilitando l'accesso di tale clientela al mercato, attraverso un'evoluzione dei meccanismi di tutela "guidata e vigilata" dall'Autorità, con il superamento dell'attuale alternanza tra il servizio di maggior tutela e il mercato libero; vanno in questa direzione due iniziative:

- l'introduzione di una tutela simile ad una fornitura del mercato libero, la *Tutela SIMILE*³¹⁵,
 - l'introduzione di offerte a prezzo libero a condizioni equiparate di tutela, le offerte PLACET³¹⁶,
- per la cui descrizione si rimanda al paragrafo 3.2.2.2.

Nel maggio 2017 l'Autorità ha avviato³¹⁷ un nuovo procedimento per la promozione di nuovi strumenti per l'informazione e la capacitazione dei clienti finali domestici e delle piccole imprese nei mercati al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale, ritenendo che un'informazione mirata a tale tipologia di clienti, da un lato, permetta loro di superare la diffidenza derivante dalla limitata conoscenza del mercato e, dall'altro, consenta al cliente di esercitare la propria autotutela consapevole nel mercato.

Successivamente è intervenuta la legge 4 agosto 2017, n. 124 "Legge annuale per il mercato e la concorrenza", che, tra l'altro, ha stabilito che dall'1 luglio 2019 vengano definitivamente superate le tutele di prezzo (come illustrato nel capitolo 2). Essa prevede che:

³¹³ Delibera 28 aprile 2016, 208/2016.

³¹⁴ Con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com.

³¹⁵ Delibera 11 luglio 2016, 369/2016/R/eel.

³¹⁶ Delibera 27 luglio 2017, 555/2017/R/com .

³¹⁷ Delibera 25 maggio 2017, n. 375/2017/R/com.

- a decorrere dall'1 gennaio 2018, i clienti finali di energia elettrica riforniti in maggior tutela debbano ricevere adeguata informativa dal loro fornitore in relazione al superamento delle tutele di prezzo, secondo le modalità definite dall'Autorità;
- l'Autorità garantisca la pubblicizzazione e la diffusione delle informazioni in merito al superamento delle tutele di prezzo e alle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dei clienti, anche avvalendosi della società Acquirente unico.

Nel novembre 2017 l'Autorità, in attuazione dell'articolo 1, comma 69, della legge 124/17, ha previsto³¹⁸ ulteriori iniziative di capacitazione dei clienti finali di piccole dimensioni e, ai sensi dell'articolo 1, comma 72, della medesima legge, la realizzazione di un progetto di pubblicizzazione e diffusione delle informazioni. In particolare, è stato previsto:

- che gli esercenti la maggior tutela e i fornitori nell'ambito del servizio di tutela gas, a partire dall'1 gennaio 2018 e sino a giugno 2019, inviino ai loro clienti, all'interno della fattura sintetica, un'apposita informativa in merito alla rimozione delle tutele di prezzo, con contenuto definito dall'Autorità al fine di garantirne la terzietà, la neutralità e l'imparzialità;
- che il contenuto di tale informativa sia a carattere dinamico. La prima comunicazione deve essere inserita in due fatture emesse nel primo semestre 2018. Sono previste due ulteriori informative, che dovranno essere riportate in tutte le fatture emesse nel secondo semestre 2018 e nel primo semestre 2019;
- che i venditori a decorrere dall'1 gennaio 2018 pubblichino sulla home page del proprio sito internet il link della sezione "Evoluzione mercati al dettaglio" del sito web dell'Autorità dedicato al superamento delle tutele di prezzo e indirizzino il cliente finale, all'atto della richiesta telefonica di informazione in merito al proprio contratto con riferimento al superamento della tutela di prezzo, al sito web dell'Autorità e al call center dello Sportello;
- l'implementazione di un progetto di comunicazione multimediale per pubblicizzare e diffondere le informazioni in merito al superamento della maggior tutela alle condizioni di svolgimento dei servizi e agli strumenti per rafforzare la capacitazione dei clienti finali, anche richiedendo la disponibilità di spazi all'interno del servizio televisivo pubblico per veicolare specifici messaggi sull'evoluzione del mercato *retail*.

Da gennaio 2009, per le forniture di energia elettrica, è attivo un meccanismo di protezione specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute che ricevono un *bonus* o sconto sulla forniture di energia elettrica. Nel 2012 sono state introdotte modifiche alla disciplina del **bonus elettrico** per i clienti in gravi condizioni di salute (*bonus elettrico per disagio fisico*). Il bonus per disagio fisico è articolato in tre fasce, per tener conto del tipo di apparecchiatura/e utilizzata/e, dei consumi medi orari di ciascuna tipologia di apparecchiatura e delle ore medie di utilizzo giornaliero. Sulla base di questi elementi, certificati dalla ASL, il cliente viene assegnato a una delle tre fasce di compensazione previste. Le tre fasce sono poi ulteriormente differenziate per tener conto della potenza impegnata (fino a 3 kW e da 4,5 kW)³¹⁹.

³¹⁸ Delibera 10 novembre 2017, n. 746/2017/R/com.

³¹⁹ Per il dettaglio del funzionamento dei *bonus* si veda anche l'*Annual Report* 2013.

Gli oneri connessi all'erogazione del *bonus* elettrico per disagio economico e fisico sono compresi tra le componenti degli oneri generali afferenti al sistema elettrico e trovano copertura tramite la componente A_5 , che è pagata da tutti i clienti che non godono del bonus elettrico.

Definizione dei clienti vulnerabili – Settore gas

Il decreto legislativo n. 93/11 ha definito "vulnerabili" i clienti domestici, i clienti non domestici con consumi inferiori a 50.000 S(m³)/anno e i clienti finali titolari di utenze relative ad attività di servizio pubblico, ossia utenze nella titolarità di una struttura pubblica o privata che svolge un'attività riconosciuta di assistenza.

Tale previsione è stata successivamente modificata dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 che ha previsto che «*per i soli clienti domestici*», nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continui ad aggiornare il servizio di tutela. In conseguenza di tale modifica, l'Autorità è intervenuta per chiarire che hanno ancora diritto ad essere **serviti a condizioni standard**:

- i punti di consumo nella titolarità di un cliente domestico;
- i punti di consumo relativi a condomini con uso domestico, con consumo non superiore a 200.000 S(m³)/anno.

Il decreto legge n. 69/13 è stato convertito con la legge 9 agosto 2013, n. 98, confermando la cessazione del servizio di tutela per i clienti finali non domestici. L'Autorità è quindi intervenuta per adeguare le disposizioni del Testo Integrato Vendita Gas (TIVG) alle previsioni di cui al decreto legge convertito.

Parallelamente si sono succeduti i provvedimenti dell'Autorità volti a ridurre la dipendenza degli aggiornamenti del servizio di tutela dai contratti di importazione a lungo termine (c.d. "riforma gas"). In particolare la riforma ha disposto che a fini dell'aggiornamento della componente materia prima 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*). Col quarto trimestre del 2013 il processo è stato completato. Il riferimento ai contratti a lungo termine è stato completamente eliminato e sostituito al 100% con il prezzo che si forma sul mercato a breve termine. In attesa che diventi pienamente operativo il mercato a termine italiano, previsto dal decreto legislativo 93/11, è stato mantenuto il riferimento alle quotazioni che si formano sul mercato olandese TTF.

Come già evidenziato per il settore elettrico, l'Autorità ha avviato un procedimento³²⁰ per la definizione del percorso di riforma (c.d. *Roadmap*) dei servizi di tutela, mentre la legge 4 agosto 2017, n. 124 "Legge annuale per il mercato e la concorrenza" ha stabilito la cessazione delle tutele di prezzo per i piccoli consumatori del gas naturale dall'1 luglio 2019.

Il decreto legislativo n. 93/11 stabilisce che siano individuati e aggiornati i criteri e le modalità per la fornitura di gas naturale nell'ambito del **servizio di ultima istanza** (FUI) per tutti i clienti vulnerabili che rimangono senza fornitore per cause indipendenti dalla loro volontà.

Relativamente al perimetro dei clienti interessati, hanno diritto al servizio di fornitura di ultima istanza³²¹: i clienti finali disalimentabili, ovvero i clienti domestici, compresi i condomini con

³²⁰ Con la delibera 4 giugno 2015, 271/2015/R/com.

³²¹ Disposizioni del decreto legislativo n. 93/11 (art. 7, comma 7) e del decreto ministeriale 7 agosto 2013.

consumo non superiore a 200.000 S(m³) annui e gli altri clienti con consumo non superiore a 50.000 S(m³) annui che, per cause indipendenti dalla propria volontà, risultino privi di un fornitore; i clienti finali non disalimentabili, ovvero, le utenze relative ad attività di servizio pubblico che, per qualsiasi causa, si trovino senza un fornitore. Le condizioni di erogazione dei servizi di ultima istanza sono definite dal *Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi da gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane* (TIVG). In particolare sono disciplinate le modalità e le tempistiche di attivazione e di cessazione del servizio, nonché le procedure di subentro nelle capacità di trasporto e di distribuzione di gas naturale. Inoltre, sono fissate le condizioni economiche che i soggetti sono tenuti ad applicare ai clienti finali serviti.

Il soggetto fornitore del servizio di ultima istanza viene individuato tramite procedura a evidenza pubblica, gestita dall'Acquirente Unico in base agli indirizzi definiti dall'Autorità. In vista del termine dei servizi svolti dai fornitori individuati nel mese di settembre 2014, l'Autorità ha avviato³²² un procedimento diretto a modificare la disciplina applicabile dal mese di ottobre 2016.

L'Autorità ha illustrato³²³ le possibili modifiche, volte anche a favorire la partecipazione dei soggetti interessati alle procedure a evidenza pubblica. La nuova disciplina è stata approvata nel mese di agosto 2016³²⁴, e con essa è stata anche data attuazione alle disposizioni contenute nel decreto 22 luglio 2016 del Ministro dello sviluppo economico. Nel mese di settembre 2016 l'Acquirente unico ha svolto le procedure per l'individuazione dei fornitori dei servizi di ultima istanza per il periodo 1 ottobre 2016 – 30 settembre 2018.

Nel settore del gas è inoltre presente il **servizio di default** che ha la finalità di garantire il bilanciamento della rete di distribuzione ed è destinato ai clienti che non hanno diritto al servizio FUI, poiché non rientranti nelle tipologie di clienti sopra richiamate. Il servizio di *default* ha avuto pieno avvio a partire all'anno termico 2013-2014.

Dal 2009, per le forniture di gas naturale, è anche attivo un meccanismo di protezione sociale specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico: il **bonus gas**. Per la copertura dell'onere derivante dall'applicazione del *bonus gas*, l'Autorità ha istituito, all'interno della tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, la componente GS_T posta a carico dei clienti non domestici. Il valore della componente viene definito contestualmente all'aggiornamento tariffario. Ai fondi raccolti dai clienti si aggiungono i fondi a carico del Bilancio dello Stato.

I bonus in cifre

Nel corso del 2017 i bonus erogati complessivamente sono stati pari a 1,26 milioni, comprendendo sia il bonus elettrico, distinto per disagio economico e disagio fisico, sia il bonus gas. I tre bonus sono cumulabili nel rispetto del vincolo per cui ogni nucleo ISEE (Indicatore della situazione economica equivalente)³²⁵ ha diritto a un solo bonus per ciascuna tipologia.

Al riguardo, a conferma di quanto avvenuto negli anni precedenti, anche per il 2017 circa il 68% delle famiglie che ha usufruito del bonus elettrico ha anche richiesto e ottenuto il bonus gas. La cumulabilità dei bonus elettrici e gas è stata anche favorita dall'introduzione, a partire dall'1

³²² Delibera 24 giugno 2016, 337/2016/R/gas.

³²³ Documento per la consultazione 24 giugno 2016, 338/2016/R/gas.

³²⁴ Delibera 4 agosto 2016, 465/2016/R/gas.

³²⁵ L'ISEE è uno strumento che permette di misurare la condizione economica delle famiglie italiane. L'indicatore tiene conto di reddito, patrimonio (mobiliare e immobiliare) e delle caratteristiche di un nucleo familiare (per numerosità e tipologia).

gennaio 2014, di una modulistica unificata che consente, con la medesima domanda, di richiedere entrambi i bonus.

A partire dall'1 gennaio 2017, la soglia ISEE per l'accesso ai bonus è passata da 7.500 euro a 8.107,5 euro, così come stabilito dal decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 dicembre 2016; resta invece invariato il requisito di accesso per le famiglie numerose³²⁶ (ISEE non superiore a € 20.000). Inoltre, lo stesso decreto, per il settore elettrico, ha:

- a) elevato lo sconto dal 20% della spesa netta media di una famiglia tipo al 30% della spesa lorda media della stessa famiglia tipo;
- b) previsto l'eliminazione della condizione di residenza secondo la quale poteva essere agevolata solo una fornitura attiva presso la residenza anagrafica del soggetto in possesso dei requisiti per l'accesso al bonus;
- c) mantenuto la condizione di unicità, prevedendo l'accesso alla compensazione per disagio economico a una sola fornitura di energia elettrica e/o gas a uso domestico nella titolarità di uno dei componenti di un nucleo familiare in possesso dei requisiti ISEE;
- d) previsto l'aggiornamento, con cadenza triennale da parte dell'Autorità, del valore soglia dell'ISEE, sulla base del valore medio dell'indice nazionale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati in ciascun triennio di riferimento.

All'inizio del 2017, l'Autorità ha dato attuazione³²⁷ al suddetto decreto estendendo le previsioni di cui alle precedenti lettere b), c) e d) al bonus gas.

Dall'iniziale disponibilità dell'agevolazione nel 2008 e fino al 31 dicembre 2017 le famiglie che hanno usufruito del bonus elettrico almeno una volta sono 2,8 milioni. Le famiglie con *bonus* per il disagio economico attivo nel 2017 sono state 706.969, in aumento del 13,6% rispetto all'anno precedente; ad esse si aggiungono i 25.473 beneficiari bonus erogati a soggetti titolari di carta acquisti, che sono diminuiti del 7,8% rispetto al 2016.

I beneficiari del bonus elettrico per il disagio fisico nel 2017 sono stati 32.643, in aumento del 7,5% rispetto all'anno precedente.

Alla data del 31 dicembre 2017 i clienti beneficiari del **bonus gas** per disagio economico sono risultati pari a 499.808, con un aumento dell'11,4% rispetto all'anno precedente; le loro domande, una volta superati tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni, sono state ammesse all'agevolazione dopo le verifiche delle imprese distributrici di gas. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione, almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo, sono oltre 1,65 milioni.

Interventi comuni al settore elettrico e gas

Il fenomeno dei **contratti non richiesti** si riferisce ai casi in cui i clienti finali sono indotti a concludere contratti di fornitura di energia elettrica e/o gas naturale, in realtà non voluti, a seguito

³²⁶ La definizione di famiglia numerosa è contenuta all'art. 3 comma 9-bis del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185 e corrisponde a una famiglia con almeno quattro figli fiscalmente a carico.

³²⁷ Con le delibere 12 gennaio 2017, 1/2017/R/eel e 3 marzo 2017, 94/2017/R/com.

di condotte commerciali scorrette, praticate dai venditori con l'obiettivo di acquisire tali contratti mediante l'attivazione di procedure di *switching* a scapito del cliente e del venditore precedente, che avrebbe avuto titolo a continuare la fornitura. A fronte del crescente numero di segnalazioni ricevute negli anni scorsi da clienti finali e loro associazioni, l'Autorità è intervenuta per arginare questo fenomeno, anche in ragione dei suoi impatti negativi sullo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita al dettaglio. A valle di un'attività ricognitiva e di un articolato processo di consultazione, la regolazione in materia è stata definita nell'aprile 2012 ed è stata descritta in dettaglio nell'*Annual Report 2013*.

Nel corso del 2016 l'Autorità ha portato a compimento il processo avviato in merito alla **fatturazione** dei consumi ai clienti finali del mercato *retail* di energia elettrica e di gas naturale, anche in esito alle criticità emerse in materia.

L'Autorità è intervenuta³²⁸ dapprima per disciplinare la fattura di chiusura, che contabilizza i consumi effettuati fino all'ultimo giorno del rapporto contrattuale, nei casi in cui il rapporto stesso finisce; successivamente³²⁹ ha disciplinato le fatture di periodo, emesse nel corso del rapporto contrattuale tra venditore e cliente finale. Con quest'ultimo provvedimento l'Autorità ha approvato il *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di fatturazione del servizio di vendita al dettaglio per i clienti di energia elettrica e di gas naturale* (TIF)³³⁰, che ha il medesimo ambito di applicazione della disciplina relativa alla fattura di chiusura, di cui integra le disposizioni.

Con il TIF, l'Autorità ha inteso definire un testo unico contenente tutte le disposizioni relative alla fatturazione di vendita al dettaglio, che i venditori sono tenuti a rispettare nell'ambito dei contratti con i propri clienti finali. I venditori hanno l'obbligo di includere, nel proprio paniere di offerte sul mercato libero, un contratto con le clausole relative alla fatturazione uguali a quelle dei regimi di tutela, mentre per le altre offerte sono liberi di derogare a dette clausole secondo quanto indicato nel TIF; in tali casi, tuttavia, sono previsti obblighi informativi a beneficio del cliente finale.

La disciplina della fattura di chiusura è entrata in vigore nel mese di giugno 2016 e si applica in tutti i casi di cessazione della fornitura, ossia nei casi in cui, per qualunque ragione (cambio del venditore, disattivazione del punto e voltura), viene meno il contratto di fornitura tra il venditore e il cliente finale connesso in bassa tensione, ad esclusione delle forniture destinate all'illuminazione pubblica, per il settore elettrico, e delle forniture inferiori a 200.000 S(m³)/anno, per il settore del gas naturale.

Nello specifico, sono definiti gli obblighi dei venditori e dei distributori relativamente:

- al termine di emissione della fattura, prevedendo che sia emessa al più tardi otto giorni prima dello scadere delle sei settimane dalla data di cessazione della fornitura o entro due giorni prima dello scadere delle sei settimane, nel caso di recapito immediato (per esempio, tramite la bolletta elettronica);
- ai dati di misura da utilizzare in fattura, prevedendo che il venditore utilizzi prioritariamente i dati di misura effettivi ricevuti dal distributore e le autolettture validate da quest'ultimo³³¹ e,

³²⁸ Delibera 10 marzo 2016, 100/2016/R/com.

³²⁹ Delibera 4 agosto 2016, 463/2016/R/com.

³³⁰ Allegato A alla delibera 463/2016/R/com.

³³¹ La medesima delibera ha disciplinato anche le attività che il distributore dovrà portare a termine in caso di autolettura, prevedendone la validazione e la riconduzione alla data di cessazione della fornitura.

solo in assenza di essi, i dati di misura stimati. In assenza di dati effettivi, il venditore potrà procedere ad emettere una fattura di chiusura basata sui dati stimati, informando il cliente che tale fattura sarà oggetto di ulteriore conguaglio a seguito della messa a disposizione del dato da parte del distributore;

- alle procedure per l'utilizzo dell'autolettura, al fine di incrementare la disponibilità dei dati effettivi, l'Autorità ha previsto e disciplinato la comunicazione dell'autolettura nei casi di cambio del venditore e di voltura, in particolare per i clienti di entrambi i settori che non dispongono di misuratori abilitati alla telelettura³³²;
- alle disposizioni in merito ai processi informativi tra venditore e distributore inerenti alla trasmissione dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura;
- all'introduzione di indennizzi a beneficio dei clienti finali, erogati dal venditore, nei casi di emissione tardiva della fattura di chiusura, o dal distributore, nei casi in cui il dato di misura non sia messo a disposizione del venditore in tempo utile per emettere la fattura di chiusura;
- all'introduzione di un ulteriore indennizzo, che il distributore deve riconoscere al venditore, qualora non sia rispettato il termine di messa a disposizione dei dati, in tutti i casi di cessazione della fornitura.

L'Autorità ha, inoltre, avviato un monitoraggio dei venditori, con l'obiettivo di valutare la possibile modifica della struttura e del livello degli indennizzi introdotti. In tale contesto, sono inoltre acquisite informazioni da parte dei distributori, al fine di verificare l'efficienza nella messa a disposizione dei dati di misura funzionali alla cessazione della fornitura.

In merito alla c.d. "fatturazione di periodo", il TIF definisce, per ciascun settore e per ciascuna tipologia di cliente, la frequenza di emissione delle fatture ordinarie, prevedendo al contempo che il venditore del mercato libero possa modificarla ma solo in aumento³³³. Inoltre, è stato introdotto un vincolo temporale all'emissione della fattura, pari a 45 giorni dall'ultimo giorno di consumo addebitato in fattura, vincolo che nel mercato libero può essere differente.

In analogia con quanto disposto per le fatture di chiusura, anche per la fatturazione di periodo è previsto l'obbligo per il venditore di rispettare un ordine di priorità nell'utilizzo dei dati di misura nelle fatture, che privilegia i dati di misura effettivi messi a disposizione dal distributore e le autoletture comunicate dal cliente finale e validate dall'impresa di distribuzione³³⁴, stabilendo altresì che nei casi di utilizzo di proprie stime, il venditore debba determinare il dato di misura stimato sulla base delle informazioni disponibili sui consumi storici effettivi del cliente, in modo da ridurre al minimo lo scostamento tra i consumi effettivi e i consumi stimati. Il venditore dovrà, comunque, procedere ai necessari ricalcoli, in presenza di dati effettivi, e ad emettere una fattura basata su consumi effettivi almeno una volta l'anno e potrà fatturare i consumi successivi alla data di emissione della fattura solo a condizione che sia garantita un'adeguata informazione al cliente finale.

³³² Si tratta in particolare dei punti di prelievo trattati monorari per il settore dell'energia elettrica e dei punti di riconsegna non dotati di misuratori *smart meter* per il settore del gas.

³³³ Per esempio, per i clienti domestici del settore elettrico è prevista una frequenza di fatturazione bimestrale; nel mercato libero il venditore può derogare a tale regola prevedendo una frequenza mensile.

³³⁴ Nel mercato libero il venditore può stabilire un diverso ordine di priorità, purché almeno una volta all'anno emetta una fattura che contabilizzi i consumi effettivi.

Al fine di consentire una più facile comprensione dei documenti di fatturazione, l'Autorità ha stabilito che, in caso di fatturazione con periodicità mensile e se il dato di misura finale del periodo è un'autolettura, non è possibile fare ricorso alle fatture miste, ossia alle fatture contenenti sia i consumi effettivi sia quelli stimati.

Anche per la fatturazione di periodo, l'Autorità ha ritenuto opportuno incentivare l'utilizzo dell'autolettura per i clienti di entrambi i settori che non dispongono di misuratori abilitati alla telelettura³³⁵, introducendo l'obbligo per tutti i venditori di acquisirla, in periodi ben definiti e indicati dai medesimi, e prevedendo specifiche modalità affinché il cliente finale sia messo al corrente dell'opportunità di ricorrere alla medesima. Peraltro, con il TIF si è estesa la possibilità di comunicare l'autolettura anche ai clienti finali di entrambi i settori dotati di misuratori abilitati alla telegestione, qualora abbiano ricevuto fatture contabilizzanti dati stimati per due mesi consecutivi ed è stato introdotto l'obbligo di prendere in carico e di trasmettere all'impresa di distribuzione anche le autoletture eventualmente pervenute attraverso un reclamo scritto o una segnalazione telefonica. A fronte degli obblighi imposti ai venditori, in tema di autolettura, sono stati definiti per i distributori i corrispondenti obblighi di validazione e di trasmissione degli esiti al venditore, con specifiche tempistiche.

L'Autorità ha inoltre previsto, a favore del cliente, nuovi indennizzi:

- in capo ai venditori, in caso di emissione della fattura di periodo oltre il termine di 45 giorni³³⁶ dall'ultimo giorno di consumo addebitato in fattura;
- in capo ai distributori, nel caso in cui i dati di misura siano stati stimati per due mesi consecutivi a clienti con misuratori telegestiti.

Insieme al TIF l'Autorità ha introdotto³³⁷ obblighi specifici in materia di misura e di **rateizzazione**, in particolare:

- in materia di misura, per entrambi i settori, sono stati introdotti l'obbligo di registrare le cause (opportunamente codificate) dei falliti tentativi di lettura e l'obbligo di erogare gli indennizzi automatici, da parte dei distributori al venditore, in caso di ritardo nella messa a disposizione dei dati di misura;
- in capo agli esercenti la maggior tutela, è stato introdotto l'obbligo di rateizzazione degli importi fatturati, nei casi di fatturazione di importi anomali e di mancato rispetto della periodicità di fatturazione prevista nel TIF; tale obbligo è altresì fissato per i venditori del mercato libero, i quali possono anche offrire modalità di rateizzazione migliorative.

Gli obblighi suddetti e il TIF sono entrati in vigore l'1 gennaio 2017, ad eccezione di alcune disposizioni per le quali è prevista una diversa tempistica³³⁸.

³³⁵ Si tratta in particolare dei punti di prelievo trattati monorari per il settore dell'energia elettrica e dei punti di riconsegna non dotati di misuratori *smart meter* per il settore del gas.

³³⁶ O altro termine eventualmente indicato dal venditore del mercato libero.

³³⁷ Con la medesima delibera 463/2016.

³³⁸ In particolare, gli obblighi inerenti all'autolettura dei clienti del settore elettrico con misuratori telegestiti e all'acquisizione delle autoletture tramite reclamo o segnalazione telefonica sono entrate in vigore nell'aprile 2017.

5.2 Gestione delle controversie

Servizio conciliazione Autorità

Per la gestione delle controversie è attivo dal 2012 il **Servizio conciliazione clienti energia**, istituito dall'Autorità in attuazione dell'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11; è gestito, in avvalimento, dall'Acquirente unico ed è operativo, in fase sperimentale, dall'1 aprile 2013, con entrata a regime dall'1 gennaio 2016.

Il Servizio conciliazione è una procedura volontaria di risoluzione alternativa delle controversie, attivabile dai clienti finali di energia elettrica e gas naturale per qualsiasi problematica insorta (che non attenga a profili tributari e fiscali) nei confronti degli operatori energetici (esercenti la vendita e distributori), in caso di mancata o insoddisfacente risposta al reclamo. La procedura si svolge interamente *on line* e alla presenza di un conciliatore terzo, imparziale, esperto in mediazione e, in virtù di appositi incontri di formazione e aggiornamento organizzati periodicamente dall'Autorità in collaborazione con l'Acquirente unico. L'eventuale accordo finale ha efficacia transattiva fra le parti ai sensi dell'art. 1965 del Codice civile.

Per le sue caratteristiche, il Servizio conciliazione è già in linea con la normativa comunitaria in materia di *Alternative Dispute Resolution* (ADR), in ultimo con la direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013 sulla risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE.

Con l'approvazione del nuovo art. 141, comma 6, lettera c), del Codice del consumo – che ha modificato l'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, attribuendo all'Autorità il potere di regolamentare, con propri provvedimenti, le modalità di svolgimento della procedura di risoluzione extragiudiziale delle controversie – il tentativo di conciliazione diviene condizione di procedibilità dell'azione proposta innanzi all'Autorità giudiziaria per le controversie insorte nei settori regolati³³⁹.

L'Autorità ha dato attuazione alla predetta normativa con l'approvazione³⁴⁰ di un testo ricognitivo e organico delle disposizioni alla specie applicabili, riunite nel **Testo Integrato Conciliazioni (TICO)**³⁴¹, che ha introdotto una procedura per l'esperimento del tentativo obbligatorio di conciliazione presso il Servizio conciliazione e ha individuato le procedure alternative esperibili. Il TICO ha incorporato la precedente disciplina³⁴², i cui effetti sono cessati l'1 gennaio 2017, salvo che per le domande di conciliazione presentate entro il 31 dicembre 2016 e fino alla loro conclusione.

Il TICO, operativo dall'1 gennaio 2017 per i settori dell'energia elettrica e del gas, si applica alle controversie insorte fra i clienti finali di energia elettrica alimentati in bassa e/o media tensione e i clienti finali di gas naturale, nonché i clienti finali di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti urbane alimentati in bassa pressione, domestici e non domestici, ivi inclusi i *prosumers*

³³⁹ Il decreto legislativo n. 130/15 ha dato attuazione nell'ordinamento italiano alla direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 21 maggio 2013, sull'ADR per i consumatori, che modifica il regolamento (CE) 2006/2004 e la direttiva 2009/22/CE (direttiva sull'ADR per i consumatori).

³⁴⁰ Delibera 5 maggio 2016, 209/2016/E/com.

³⁴¹ Allegato A della delibera 209/2016/E/com.

³⁴² Allegato A alla delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com.

(produttori e consumatori di energia elettrica) e gli operatori – venditori e distributori – e, limitatamente al *prosumer*, anche il GSE.

Sono escluse dall'ambito di applicazione del TICO: le controversie attinenti esclusivamente profili tributari o fiscali; quelle che il cliente non potrebbe eventualmente presentare in giudizio perché è intervenuta la prescrizione; quelle per le quali non sono state promosse azioni inibitorie, azioni di classe e altre azioni a tutela degli interessi collettivi dei consumatori e degli utenti promosse da associazioni dei consumatori ai sensi del Codice del consumo; quelle oggetto di procedure speciali risolutive, a meno che il cliente non richieda anche il risarcimento del danno.

Lo svolgimento del tentativo obbligatorio di conciliazione non preclude, in ogni caso, la concessione dei provvedimenti giudiziali urgenti e cautelari.

L'Autorità ha altresì esteso³⁴³ l'obbligo di partecipare al tentativo di conciliazione a tutti gli operatori (ad eccezione dei fornitori di ultima istanza – FUI). L'eventuale inadempimento di tale obbligo è sanzionabile dalla stessa Autorità ai sensi della normativa vigente. Tuttavia, l'operatore convocato, entro un termine di cinque giorni antecedente alla data del primo incontro, può addurre giustificati motivi per la mancata partecipazione, purché tali motivi siano riconducibili ad una delle cause di inammissibilità del tentativo di conciliazione e oggetto di autodichiarazione da parte del cliente finale; tali giustificati motivi, se provati, sono comunicati al cliente finale e comportano l'archiviazione della domanda.

La condizione di procedibilità per l'azione giudiziale si considera avverata se il primo incontro presso il Servizio conciliazione si conclude senza accordo, ivi inclusi i casi di mancata comparizione della controparte.

Nel primo anno di operatività del TICO (1 gennaio 2017 – 31 dicembre 2017), sono state presentate al Servizio conciliazione 10.588 domande, per una media di domande/giorno pari a 42,6. Rispetto al 2016, anno nel quale non era ancora operativo il tentativo obbligatorio di cui al TICO, si è registrato un notevole incremento annuo di domande in ingresso, pari al 215%.

Nel 2017 si è registrato un incremento del peso degli accessi diretti dei clienti (25% rispetto al 13% del 2016) così come dei delegati diversi dalle associazioni dei consumatori iscritte al CNCU (43% rispetto al 28% del 2016) e, di riflesso, una diminuzione della quota delle domande di attivazione provenienti dalle medesime associazioni (32% rispetto al 59% del 2016).

Il 76% delle domande ricevute dal Servizio ha riguardato un cliente finale domestico (in lieve diminuzione rispetto al 77% del 2016). Il 60% delle domande pervenute ha avuto ad oggetto il settore elettrico, in leggero aumento rispetto al medesimo dato del 2016 (58%).

Relativamente all'argomento delle controversie azionate dinanzi al Servizio conciliazione, si conferma la prevalenza della fatturazione (58%), seppur in calo rispetto al 2016 (72%, comprensivo delle controversie in tema di misura³⁴⁴). Un ulteriore 20% è rappresentato equamente dalle voci relative a contratti (dato in linea con il 2016), nella maggior parte dei casi derivanti da ritardi nell'esecuzione delle prestazioni, e danni (6% nel 2016).

Per quanto concerne il valore della controversia, esso è stato dichiarato in fase di attivazione della

³⁴³ Ai sensi dell'art. 2, comma 12, lettera h), della legge n. 481/95.

³⁴⁴ La modulistica web per la presentazione delle domande di conciliazione è stata modificata nel 2017, al fine di coordinarla con la tabella 5 del TIQV in tema di classificazione di primo e secondo livello dei reclami e delle richieste di informazione.

procedura nel 59% delle domande. Di queste, l'81% reca un valore stimato inferiore a 5.000 €³⁴⁵.

In merito all'andamento delle 10.588 domande pervenute al Servizio, il 76% è stato ammesso alla procedura (in lieve diminuzione rispetto al 2016, quando si attestava al 79%). Il tasso di accordo complessivo, in diminuzione rispetto al 2016, è risultato pari al 68% delle procedure concluse (al netto delle procedure rinunciate, pari a circa l'1% delle ammesse). La durata media delle procedure concluse è pari a 45 giorni solari (46 per i casi di accordo, 42 per gli esiti negativi), in diminuzione rispetto ai 60 giorni del 2016.

Altri servizi di conciliazione

In alternativa al Servizio dell'Autorità il cliente finale può esperire il tentativo obbligatorio di conciliazione ai fini giudiziali anche utilizzando altre procedure indicate nell'articolo 14 del TICO. Si tratta, in primo luogo, delle procedure di media conciliazione presso le Camere di commercio, come previsto dall'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95, che aderiscono alla convenzione sottoscritta dall'Autorità e da Unioncamere il 28 dicembre 2016 e con apposita formazione sui settori energetici sia con riferimento ai mediatori che al personale addetto. Al 31 marzo 2018, Unioncamere ha comunicato l'adesione di 44 Camere di commercio, nelle more del completamento del processo di riorganizzazione del sistema camerale.

In secondo luogo, per i soli clienti finali domestici, vi sono le procedure presso gli Organismi iscritti nell'elenco ADR istituito dall'Autorità. Nel dettaglio, l'Autorità, in attuazione dell'articolo 141-decies del Codice del consumo, nel dicembre 2017 ha istituito³⁴⁶ l'Elenco degli Organismi ADR deputati a gestire, nei settori di competenza, procedure ADR ai sensi del Titolo II-bis della Parte V del Codice del consumo, disciplinando³⁴⁷ il procedimento per l'iscrizione nell'Elenco e le modalità di svolgimento delle attività relative alla gestione, alla tenuta e alla vigilanza dell'Elenco medesimo (per ulteriori dettagli, vedi *Annual Report 2017*).

Al 31 marzo 2018, nell'Elenco ADR dell'Autorità, risultano iscritti 15 Organismi (compreso il Servizio Conciliazione dell'Autorità³⁴⁸), di cui 6 di conciliazione paritetica, basati su appositi Protocolli di intesa stipulati tra associazioni di consumatori e imprese di vendita. Per gli Organismi ADR di conciliazione paritetica, il Codice del consumo, all'articolo 141-ter, stabilisce ulteriori requisiti di terzietà e indipendenza per l'iscrizione in Elenco. Gli altri Organismi iscritti sono a loro volta organismi di mediazione (come tali, iscritti quindi anche nel Registro degli organismi di mediazione tenuto dal Ministero della giustizia ai sensi del decreto legislativo 4 marzo 2010, n. 28 e del decreto ministeriale 18 ottobre 2010, n. 180), che hanno attestato il possesso della formazione specialistica in uno o più settori di competenza dell'Autorità per almeno un conciliatore.

Ai sensi dell'articolo 141-decies, comma 2, ogni autorità competente, vigila sull'Elenco nonché sui singoli Organismi ADR. L'attività di vigilanza dell'Autorità sull'Elenco ADR e sugli Organismi iscritti si esplica nel caso di eventuali condotte assunte dall'Organismo in Elenco contrarie all'impianto normativo e regolatorio in materia di ADR (e ai regolamenti procedurali approvati) e/o nei casi in cui l'Organismo non abbia mantenuto i requisiti previsti per l'iscrizione e/o qualora non abbia

³⁴⁵ Soglia degli *small claims* ex Regolamento (CE) n. 861/2007 dell'11 luglio 2007 e s.m.i.

³⁴⁶ Delibera 17 dicembre 2015, n. 620/2015/E/com.

³⁴⁷ Allegato A delibera 620/2015/E/com.

³⁴⁸ Delibera n. 620/2015/E/com.

adempito agli obblighi di rendicontazione delle attività svolte e/o di formazione e aggiornamento dei propri conciliatori. L'attività di vigilanza:

- è attuata su segnalazione di chiunque abbia interesse o d'ufficio, mediante l'analisi delle relazioni di attività e la ricezione degli elenchi dei conciliatori in possesso della formazione specialistica, nonché per mezzo del monitoraggio dei contenuti dei siti web degli Organismi oppure alla luce delle comunicazioni degli Organismi medesimi in merito all'eventuale modifica delle informazioni rese in fase di iscrizione;
- può culminare, se del caso, nella cancellazione dell'Organismo dall'Elenco, mediante un procedimento con garanzie di contraddittorio documentale e adeguate tempistiche per la correzione di quanto contestato, disciplinato dall'articolo 5 della Disciplina adottata dall'Autorità, in attuazione dell'articolo 141-decies, comma 4, del Codice del consumo.