



Relazione 389/2015/l/com

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 PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO

30 luglio 2015

INDICE

1	Prefazione	4
2	Sommario/Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale nel 2013....	5
3	Il mercato elettrico.....	24
3.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	24
3.1.1	Unbundling.....	24
3.1.2	Regolamentazione tecnica.....	24
3.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti.....	38
3.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	45
3.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	54
3.2	Promozione della concorrenza	55
3.2.1	Mercati all'ingrosso.....	55
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	62
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....	66
3.2.2	Mercati al dettaglio.....	68
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	78
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	87
3.3	Sicurezza delle forniture	91
3.3.1	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica.....	91
3.3.2	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture.....	91
3.3.3	Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta	93
4	Il mercato del gas naturale	94
4.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	94
4.1.1	Unbundling.....	94
4.1.2	Regolamentazione tecnica.....	94
4.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione	109

4.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	118
4.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	121
4.2	Promozione della concorrenza	122
4.2.1	Mercati all'ingrosso.....	122
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	127
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..	136
4.2.2	Mercati al dettaglio.....	138
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 ...	144
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	151
4.3	Sicurezza delle forniture	152
5	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie nell'elettricità e nel gas	153
5.1	Protezione dei consumatori.....	153
5.2	Gestione delle controversie	162

1 PREFAZIONE

Il presente documento dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico fornisce alla Commissione europea e all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia (ACER) un rapporto sull'attività svolta e sull'esecuzione dei propri compiti ai sensi degli articoli 37.1.e) e 41.1.e) rispettivamente delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE.

La struttura del rapporto, in linea con quanto definito dal Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER), è stata condivisa con l'ACER e con la Direzione Generale per l'Energia della Commissione europea.

Nel rapporto vengono analizzati i principali elementi di evoluzione strutturale dei due mercati, 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, quest'ultima per gli aspetti di competenza del regolatore nazionale.

L'Autorità da tempo ritiene che si possa realizzare una vera e propria assicurazione sul futuro continentale per l'energia e l'ambiente attraverso la costruzione di rapporti di solidarietà e coesione tra le singole politiche nazionali in ambito europeo, convogliandole all'interno di un mercato unico. Tutto ciò con una gestione europea dell'energia non più penalizzata da burocrazie e tecnocrazie, ma da concrete ed effettive scelte politiche, che coerentemente muovono verso l'integrazione dei mercati.

All'inizio dell'anno, la neo insediata Commissione ha aperto il suo mandato con la pubblicazione delle Comunicazioni sul Pacchetto Unione dell'Energia per sottoporre ai cittadini europei la propria rinnovata visione. La cornice strategica delineata punta ad un'Europa resiliente, che garantisca un'energia sicura, competitiva, sostenibile e disponibile, richiamando più volte il concetto di *solidarity and trust* tra Paesi.

La regolazione italiana, quindi, proprio in virtù di questo idem-sentire nazionale ed europeo, saprà fare la propria parte assecondando la transizione attraverso singole riforme, coerenti tra loro, che favoriscano l'integrabilità nel mercato e la stabilità degli investimenti efficienti in fonti rinnovabili ed efficienza energetica, anche come fattori di crescita ambientalmente ed economicamente sostenibile per le imprese ed i cittadini di oggi, senza porre oneri su quelli di domani.

In questo quadro fondamentale è la cooperazione fra Istituzioni che si occupano di regolazione e di politica energetica. È proprio in tale senso che l'Autorità che presiedo continua a lavorare intensamente con ACER e in CEER e con gli altri regolatori europei per il completamento del mercato interno dell'energia, per cui serve un quadro di regole armonizzato. Il presente rapporto ne offre una concreta testimonianza.

Milano, 31 luglio 2015

IL PRESIDENTE

Guido Bortoni

2 SOMMARIO/PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE NEL 2014

Principali novità nell'ambito della legislazione

A partire da aprile 2014 fino a marzo 2015, gli interventi normativi relativi ai settori dell'energia elettrica e del gas sono stati molteplici e significativi. Alcuni, invece, hanno riguardato la pubblica amministrazione e – in particolare – le **autorità indipendenti**.

Su questo fronte, in primo luogo è da evidenziare il decreto legge¹ 24 aprile 2014, n. 66, che ha disposto interventi di **revisione e razionalizzazione della spesa pubblica**, di cui sono destinatarie anche le autorità indipendenti. Fra le varie disposizioni si segnalano, in particolare, l'obbligo di pubblicare sui propri siti istituzionali i dati relativi al bilancio di previsione e al bilancio consuntivo di ciascun anno, in forma sintetica, aggregata e semplificata; la fissazione, a decorrere dall'1 maggio 2014, di un limite massimo per il trattamento economico annuo onnicomprensivo per i pubblici dipendenti; l'obbligo anche per gli enti e gli organismi dotati di autonomia finanziaria che non ricevono trasferimenti dal Bilancio dello Stato, come l'Autorità, di adottare interventi di riduzione della spesa per consumi intermedi, al fine di assicurare risparmi corrispondenti alla misura del 5%. Sempre in tema di amministrazioni pubbliche, è da menzionare il decreto legge² 24 giugno 2014, n. 90, nel quale sono state fissate alcune disposizioni relative alle autorità indipendenti, investendo un novero di profili: l'incompatibilità dei componenti e dei dirigenti; le procedure concorsuali per la selezione del personale; la riduzione delle spese per incarichi di consulenza e per organi collegiali; la gestione unitaria dei servizi e degli acquisti centralizzati; l'accorpamento delle sedi.

In tema di incompatibilità, il decreto esclude la possibilità che i componenti di un'autorità indipendente, alla scadenza del mandato, possano essere nominati presso un'altra autorità per un periodo di cinque anni ed estende anche ai dirigenti delle autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità il regime delle incompatibilità successive³, che sinora vietava ai componenti, per almeno due anni dalla cessazione dell'incarico, di intrattenere, direttamente o indirettamente, rapporti di collaborazione, di consulenza o di impiego con le imprese operanti nel settore di competenza.

Per garantire una riduzione delle spese, è stato stabilito che dall'1 luglio 2014 le autorità debbano effettuare, nell'ambito dei propri ordinamenti, una riduzione non inferiore al 20% del trattamento economico accessorio del personale dipendente (inclusi i dirigenti) e dall'1 ottobre 2014 una riduzione della spesa per incarichi di consulenza, studio, ricerca e per gli organi collegiali non previsti dalla legge, in misura non inferiore al 50% rispetto a quella sostenuta nel 2013. È stato, inoltre, disposto che le autorità procedano alla gestione unitaria non solo dei servizi strumentali, mediante la stipula di convenzioni o la costituzione di Uffici comuni almeno tra due autorità, ma anche delle procedure concorsuali per il reclutamento del personale. Inoltre, alcune autorità indipendenti, tra le quali la stessa Autorità, dovranno gestire i propri servizi logistici in modo da prevedere che la sede sia stabilita in un edificio di proprietà pubblica o in uso gratuito, salve le spese di funzionamento, o in locazione a condizioni più favorevoli rispetto a quelle degli edifici

¹ Convertito, con modificazioni, nella legge 23 giugno 2014, n. 89.

² Convertito, con modificazioni, nella legge 11 agosto 2014, n. 114.

³ Già previsto per i componenti delle medesime autorità dall'art. 2, comma 9, della legge 14 novembre 1995, n. 481.

demaniali disponibili. Possono essere previste più sedi per ogni autorità, a condizione che nella sede principale sia concentrata la maggior parte degli uffici e sia garantita la presenza effettiva del personale non inferiore al 70% del totale su base annua. Sono infine stati disposti anche dei limiti di spesa. Più precisamente, la spesa per le sedi secondarie, di rappresentanza, per le trasferte e le missioni non può essere superiore al 20% della spesa complessiva e la spesa complessiva per incarichi di consulenza, studio e ricerca non deve superare il 2% della spesa complessiva. Affinché tali criteri siano rispettati entro un anno dall'entrata in vigore del decreto, è previsto che, in caso di violazione di alcuni di tali limiti, il Ministero dell'economia e delle finanze intervenga, entro l'anno solare successivo, individuando uno o più edifici da adibire a sede, eventualmente comune, delle relative autorità.

Di estremo rilievo per i settori di competenza di questa Autorità, appaiono altresì le misure contenute negli artt. da 23 a 30-quinquies, del decreto legge⁴ 24 giugno 2014, n. 91, recante *Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea*. Il filo conduttore delle disposizioni citate è la **previsione**, enunciata all'art. 23, **di destinare alla riduzione delle tariffe elettriche** dei clienti in media tensione e di quelli in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW, **i minori oneri** per l'utenza derivanti dagli articoli successivi e dalle disposizioni del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145 (c.d. "Destinazione Italia"), che con il c.d. "spalma incentivi volontario" ha previsto la facoltà di diluire in un periodo più lungo gli incentivi riconosciuti per le fonti rinnovabili. **Tale riduzione delle tariffe elettriche, prevista per le piccole e medie imprese**, deve essere ripartita in modo proporzionale tra i soggetti aventi diritto e non deve essere cumulabile con gli incentivi già previsti per le imprese a forte consumo di energia. Inoltre, il decreto ha disposto che, fino all'entrata in funzione dell'elettrodotto Sorgente-Rizziconi e per disporre al contempo la rimozione delle macrozone Sicilia e Sardegna, siano definiti come **"essenziali per la sicurezza del sistema elettrico" tutti gli impianti siciliani sopra i 50 MW di potenza**. In merito, l'Autorità deve definire le modalità di offerta e remunerazione di tali impianti con riferimento all'equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità.

Anche i successivi artt. 24 e 25-bis prevedono ulteriori interventi dell'Autorità: l'art. 24, infatti, **sottopone alcune forme di autoconsumo di energia** (Reti interne di utenza – RIU, Sistemi efficienti di utenza ed equiparati) **al pagamento**, a partire dall'1 gennaio 2015, **di una quota di oneri generali** in relazione all'energia consumata e non prelevata dalla rete, cioè su quella autoprodotta; è previsto inoltre che l'Autorità adotti i provvedimenti necessari alla misurazione dell'energia consumata e, in via transitoria per l'anno 2015, ove ciò non sia possibile, preveda un sistema di maggiorazioni delle parti fisse dei corrispettivi posti a copertura degli oneri generali di sistema, di effetto stimato equivalente. Dall'applicazione di tali disposizioni sono esclusi gli impianti a fonti rinnovabili di potenza non superiore a 20 kW.

L'art. 25-bis demanda all'Autorità la **revisione**, con effetto a partire dall'1 gennaio 2015, **della disciplina dello scambio sul posto**, estendendola a tutti gli impianti alimentati a fonti rinnovabili con potenza nominale fino a 500 kW.

In tema di **fonti rinnovabili e di efficienza energetica**, l'art. 25 dispone che gli **oneri per lo svolgimento dell'attività del Gestore dei servizi energetici (GSE)**, relativi ai meccanismi di

⁴ Convertito, con modificazioni, nella legge 11 agosto 2014, n. 116.

incentivazione e sostegno alle imprese, **non ricadano più sull'onere generale A₃** in capo a consumatori, imprese e famiglie, ma siano posti a carico dei beneficiari dell'attività del GSE stesso, a esclusione degli impianti destinati all'autoconsumo entro i 3 kW. Il successivo art. 26, sempre in materia di incentivazione alle fonti rinnovabili, si compone:

- di una prima parte (c.d. "spalma incentivi obbligatorio"), volta a **generare risparmi sull'incentivazione dei grossi impianti fotovoltaici** di potenza superiore a 200 kW, prevedendo tre opzioni temporali per il periodo di erogazione degli incentivi;
- e di una seconda parte che riguarda, invece, **tutti i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili** che beneficiano di incentivi pluriennali, i quali **potranno cedere una quota fino all'80% degli incentivi** per le fonti rinnovabili a operatori finanziari internazionali, selezionati attraverso procedure concorsuali.

Sulla base dei criteri di efficienza e di stimolo all'efficienza energetica, l'art. 28 impone la **revisione della regolazione e della remunerazione dei sistemi elettrici delle isole minori** non interconnesse con la Rete di trasmissione nazionale, in cui operano imprese elettriche minori ammesse al regime di integrazione tariffaria, stabilendo che, nelle more dell'emanazione di un decreto ministeriale relativo al processo di progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori non interconnesse attraverso energia da fonti rinnovabili, l'Autorità adotti una revisione della regolazione di tali sistemi elettrici basata esclusivamente su criteri di costi efficienti e di stimolo all'efficienza energetica nelle attività di distribuzione e consumo finale di energia. L'art. 29 **limita l'applicazione delle tariffe elettriche agevolate di cui gode Rete ferroviaria italiana** ai soli consumi relativi al servizio di trasporto ferroviario universale e anche al trasporto ferroviario delle merci. Esso contiene anche una norma di carattere transitorio, vigente fino all'entrata in operatività delle modalità di individuazione dei consumi sopra citati, che riduce la componente tariffaria compensativa annua, riconosciuta in attuazione del regime tariffario speciale, sulla parte eccedente il quantitativo di 3.300 GWh, di un importo di 80 milioni di euro.

Sul fronte della **distribuzione gas**, si evidenzia l'art. 30-bis che **proroga** ulteriormente – tra i quattro e gli otto mesi – **i termini per l'avvio delle gare d'ambito** e stabilisce il termine per la validità degli accordi tra gestore ed ente locale, ai fini del calcolo del valore dei rimborsi al gestore uscente.

Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, recante *Attuazione della direttiva 2012/27/UE sull'efficienza energetica, che modifica le direttive 2009/125/CE e 2010/30/UE e abroga le direttive 2004/8/CE e 2006/32/CE*, **aggiorna il quadro normativo nazionale sull'efficienza energetica**. Tra le disposizioni ivi contenute vi è **l'attribuzione all'Autorità di nuove competenze** di regolazione, controllo ed *enforcement* **nel settore del teleriscaldamento, teleraffrescamento e acqua calda per uso domestico**. Il medesimo decreto, recepisce, assegnando altre attività all'Autorità, le disposizioni relative alla misurazione dei consumi energetici, alla fatturazione e ai costi dell'accesso alle informazioni sui consumi. L'Autorità è inoltre chiamata ad adempiere a una serie ulteriore di compiti tra i quali quello di effettuare, entro il 30 giugno 2015, una **valutazione dei potenziali di efficienza energetica delle infrastrutture per il gas e l'energia elettrica**, nonché quelli di regolare l'accesso e la partecipazione della domanda ai mercati di bilanciamento, di riserva e di altri servizi di sistema. All'Autorità è demandato anche il compito di **adeguare le componenti della tariffa elettrica**, con l'obiettivo di **superare la struttura progressiva rispetto ai consumi** e di adeguare le componenti ai costi dell'effettivo servizio, secondo criteri di gradualità. Inoltre, lo stesso decreto prevede che l'Autorità proponga al Governo **eventuali nuovi criteri per**

la **definizione del bonus elettrico**, lo sconto sulla bolletta alle famiglie in condizione di disagio economico, alle famiglie numerose e ai clienti in gravi condizioni di salute.

Vale, inoltre, evidenziare il decreto legge⁵ 12 settembre 2014, n. 133, recante *Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive*. Oltre a molte disposizioni relative al servizio idrico, il decreto interviene anche in materia di **gas naturale**: con lo scopo di **umentare la sicurezza delle forniture**, il decreto stabilisce che i gasdotti di importazione, i terminali di rigassificazione di GNL, gli stoccaggi e le infrastrutture della rete nazionale di trasporto, incluse le operazioni preparatorie necessarie alla redazione dei progetti e le relative opere connesse, **rivestano carattere di interesse strategico**, costituiscano una priorità a carattere nazionale e siano dichiarate di pubblica utilità, nonché indifferibili e urgenti. Per tali scopi e, in particolare, per accrescere la risposta del sistema nazionale degli stoccaggi in termini di punta di erogazione e di iniezione, si prevede che l'Autorità, a decorrere dal periodo di regolazione che inizia dal 2015, stabilisca **meccanismi regolatori incentivanti gli investimenti per lo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta** effettuati a decorrere dal 2015, anche asimmetrici, privilegiando gli sviluppi contraddistinti da un alto rapporto tra prestazioni di punta e volume di stoccaggio e minimizzando i costi ricadenti sul sistema nazionale del gas. Infine, un'altra rilevante disposizione del provvedimento in esame, è la **definizione di teleriscaldamento o teleraffreddamento efficienti**, includendo il calore cogenerato fra le fonti energetiche che possono essere utilizzate in combinazione fra loro al fine di raggiungere la richiesta percentuale di produzione di calore.

La legge 30 ottobre 2014, n. 161, recante *Disposizioni per l'adempimento degli obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia all'Unione europea, integra i poteri di indagine e di esecuzione dell'Autorità*, al fine di dare attuazione al regolamento (UE) 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (c.d. "REMIT"). La legge traspone nella normativa nazionale l'art. 13 del REMIT, che richiede agli Stati membri di garantire che le proprie autorità nazionali di regolamentazione siano dotate dei poteri di indagine e di esecuzione necessari, al fine di prevenire le pratiche abusive relativamente alla manipolazione (o tentata manipolazione) del mercato e *insider trading*. Il provvedimento prevede anche **specifici poteri sanzionatori** per i casi di violazione dei divieti citati.

La legge 7 ottobre 2014, n. 154, recante *Delega al Governo per il recepimento delle direttive europee e l'attuazione di altri atti dell'Unione europea*, detta poi i principi e i criteri direttivi specifici per il recepimento della direttiva 2013/11/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla **risoluzione alternativa delle controversie dei consumatori**. In particolare, si vincola il Governo a rendere applicabile la direttiva anche alle procedure dinanzi a organismi di risoluzione delle controversie, in cui le persone fisiche incaricate della risoluzione delle controversie siano assunte o retribuite esclusivamente dal professionista, introducendo a garanzia alcuni criteri di imparzialità e indipendenza.

Infine, vale la pena di citare la legge 23 dicembre 2014, n. 190, recante *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato* (legge di stabilità 2015), che relativamente al settore elettrico, stabilisce il **trasferimento a Terna delle reti elettriche in alta e altissima tensione di Ferrovie dello Stato**. L'Autorità definisce la remunerazione del capitale investito netto, degli ammortamenti e dei costi operativi attuali e sorgenti, tenendo anche conto

⁵ Convertito, con modifiche, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164.

dei benefici potenziali per il sistema elettrico nazionale. Ai fini della corretta allocazione del costo delle infrastrutture ai rispettivi settori, relativamente alla definizione del capitale investito netto, l'Autorità procede senza dedurre il valore dei contributi pubblici utilizzati per investimenti sulla porzione di rete trasferita. Sul fronte dei **servizi pubblici locali**, la legge introduce meccanismi volti alla **razionalizzazione delle società partecipate locali**, con lo scopo di promuovere i processi di aggregazione e rafforzamento delle gestioni industriali dei servizi pubblici locali a rete. La legge n. 190/2014, infine, **estende l'applicazione della reverse charge** o inversione contabile **anche ai casi di trasferimenti di quote di gas a effetto serra**, definiti dall'art. 3 della direttiva 203/87/CE, di trasferimenti di altre unità che possono essere utilizzate dai gestori per conformarsi alla stessa direttiva, nonché di certificati relativi al gas e all'energia elettrica e di cessioni di gas ed energia elettrica a un soggetto passivo-rivenditore.

Il primo provvedimento da evidenziare per l'anno 2015 è la legge⁶ 27 febbraio 2015, n. 11, che in materia di **gare d'ambito per la distribuzione del gas naturale** proroga:

- al 31 dicembre 2015 il termine oltre il quale si applica il prelievo del 20% delle somme spettanti agli enti locali a seguito della gara d'ambito per la distribuzione del gas naturale, nei casi in cui gli enti locali concedenti non abbiano rispettato i termini per la scelta della stazione appaltante, relativamente al primo e al secondo raggruppamento degli ambiti territoriali;
- all'11 luglio 2015 il termine per l'intervento sostitutivo della Regione in caso di mancata pubblicazione del bando da parte dei Comuni, per gli ambiti territoriali del primo raggruppamento.

Dalla proroga sono esclusi gli ambiti in cui almeno il 15% dei punti di riconsegna è situato nei comuni colpiti dagli eventi sismici del 20 e 29 maggio 2012. In relazione esclusivamente agli impianti alimentati da fonti rinnovabili ubicati nelle zone colpite dallo stesso sisma, la legge proroga al 31 dicembre 2015 il termine per la loro entrata in esercizio.

Nello stesso provvedimento, inoltre, vi è una ulteriore disposizione attinente alle zone colpite da eventi calamitosi, accaduti nel biennio 2012 e 2013: viene, infatti, prorogato al 30 settembre 2015 il termine entro cui devono entrare in esercizio, per essere ammessi alle tariffe incentivanti, gli impianti fotovoltaici iscritti nel registro del GSE in posizione tale da rientrare nei volumi incentivabili ai fini degli incentivi del V Conto energia, da realizzarsi in tali territori.

In relazione, infine, ai **disegni di legge ancora all'esame del Parlamento**, occorre evidenziare il disegno di legge sulle *Deleghe al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche*, che attribuisce una delega al Governo al fine di semplificare l'organizzazione delle amministrazioni pubbliche, prevedendo espressamente l'eliminazione degli uffici ministeriali le cui funzioni si sovrappongono a quelle delle autorità indipendenti. Esso contiene anche la delega al Governo ad adottare, entro 12 mesi, i decreti legislativi di semplificazione nel settore delle partecipazioni societarie delle amministrazioni pubbliche e dei servizi pubblici locali; infine mira a riordinare la disciplina dei servizi pubblici locali secondo criteri direttivi specificamente individuati, diretti anche a razionalizzarne la gestione.

Un altro intervento normativo di rilievo per l'Autorità ancora all'esame del Senato, è il disegno di legge contenente la delega al Governo per l'attuazione delle tre direttive che riformano il settore degli appalti e delle concessioni: la direttiva 2014/25/UE sugli appalti nei c.d. "settori speciali"

⁶ Di conversione, con modificazioni, del decreto legge 31 dicembre 2014, n. 192.

(acqua, energia, trasporti e servizi postali), la direttiva 2014/24/UE sugli appalti pubblici nei settori ordinari e la direttiva 2014/23/UE sull'aggiudicazione dei contratti di concessione. Le direttive, entrate in vigore il 18 aprile 2014, dovranno essere recepite dagli Stati membri nell'ordinamento nazionale entro il 18 aprile 2016.

Infine, si segnala che il disegno di legge recante la *Legge annuale per il mercato e la concorrenza* è stato assegnato alle Commissioni riunite finanze e attività produttive, commercio e turismo, della Camera. Tale disegno di legge stabilisce **l'abrogazione, prevista per l'1 gennaio 2018, della disciplina transitoria dei prezzi del gas e dell'energia elettrica, al fine di superare i c.d. "regimi di tutela"**, rinviando a un decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, per l'adozione di tutte le disposizioni atte a garantire il graduale superamento del regime di tutela, con particolare riferimento al monitoraggio dei prezzi nelle fasi precedenti e successive alla cessazione della disciplina transitoria dei prezzi di riferimento, nonché all'introduzione di obblighi informativi a favore dei consumatori e all'adozione delle misure necessarie a evitare elementi potenzialmente distorsivi della concorrenza.

Sviluppi nel mercato elettrico

Principali novità nella regolazione

Nel corso del 2014 l'Autorità ha adottato numerosi provvedimenti per il settore elettrico. I principali sono sintetizzati nel seguito.

Si è concluso il procedimento avviato nel 2012, attinente alla **revisione delle regole di separazione contabile (*unbundling*)** per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché dei relativi obblighi di comunicazione. Il nuovo *Testo integrato di unbundling contabile*, che sostituisce la previgente regolazione in materia, prevede tra l'altro una serie di disposizioni di natura tecnica in materia di separazione contabile, finalizzate a rendere più trasparente e omogeneo il processo di redazione dei conti annuali separati da parte delle imprese e avvia un tavolo tecnico con gli operatori per la redazione di un manuale di contabilità regolatoria finalizzato a fornire specifiche tecniche di dettaglio per la redazione dei conti annuali separati.

Sempre con riferimento al tema della separazione, nel 2014 l'Autorità ha posto in **consultazione** i propri indirizzi **sulla riforma degli obblighi di separazione funzionale** per gli esercenti dei settori dell'energia elettrica e del gas, oggi vigenti. Tra le altre cose, l'Autorità ha prospettato di: modificare la definizione di impresa verticalmente integrata facendo riferimento a un'interpretazione estensiva basata sulla nozione di gruppo societario, comprensiva pure del caso di controllo esercitato da una persona fisica e da un ente pubblico, anche non economico; modificare le disposizioni adottate per la certificazione del gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica e dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale prevedendo che gli obblighi imposti dalle decisioni di certificazione adottate dall'Autorità sostituiscano in maniera definitiva gli altri obblighi di separazione funzionale; introdurre specifici obblighi relativamente 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 forma societaria – stabilendo i criteri di dettaglio per una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e quella di distribuzione, nonché tra l'attività di vendita di energia elettrica nel mercato libero e il servizio di maggior tutela; rivedere gli obblighi posti a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione in materia di riservatezza del trattamento delle informazioni commercialmente sensibili.

Nell'autunno del 2014, dopo una fase di consultazione, l'Autorità è intervenuta sui **criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC)**. La nuova regolamentazione ha, previsto l'armonizzazione del profilo dei CCC di tipo *peak load* con il profilo *peak load* di normale utilizzo nei mercati a termine dell'energia; l'aggiornamento delle modalità di calcolo della capacità produttiva delle unità non termoelettriche, al fine di tener conto della stagionalità tipica di tali unità; la pubblicazione dei limiti di transito utilizzati nell'algoritmo di selezione delle offerte e di tutte le offerte presentate dagli operatori nell'ultimo *round* delle procedure concorsuali mensili e annuali.

Al fine di implementare il *Target Model* definito a livello europeo per il Mercato del Giorno Prima (MGP), che prevede l'allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione transfrontaliera tramite il meccanismo di *market coupling*, è stato necessario **armonizzare le tempistiche e l'algoritmo di risoluzione dell'MGP italiano con quelli dei Paesi confinanti**. Per quanto concerne le tempistiche, è emersa la necessità di posticipare la chiusura dell'MGP (*gate closure*) alle ore 12.00 e, conseguentemente, di riorganizzare in modo contestuale le tempistiche di svolgimento delle sessioni del Mercato infragiornaliero (MI) e del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD). Di conseguenza, l'Autorità ha poi approvato le modifiche al Codice di rete proposte da Terna ai fini della riorganizzazione delle tempistiche dei mercati.

Nel giugno 2014, l'Autorità ha emanato la **disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza** (servizi di interrompibilità), a decorrere dall'1 gennaio 2015. La disciplina finale stabilisce le modalità e i criteri per l'assegnazione dei servizi di interrompibilità, da applicarsi a decorrere dall'1 gennaio 2015 in poi. La quantità massima dei servizi di interrompibilità, definita dal Ministero dello sviluppo economico, è approvvigionato per il 75% tramite asta pluriennale, e per il restante 25% tramite asta annuale. È prevista la facoltà di riacquistare definitivamente o temporaneamente la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna (il gestore della rete nazionale). È stato fissato un tetto annuale e un tetto mensile alle ore di indisponibilità.

L'emanazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che recepisce la direttiva europea sull'efficienza energetica, ha dato un nuovo impulso al procedimento di **revisione delle tariffe per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura per le utenze domestiche**, già avviato nel 2013. Il decreto, infatti, chiede all'Autorità di adeguare 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). In quest'ambito, nel febbraio 2015 si è svolta una consultazione prendendo le mosse da un'analisi preliminare degli attuali consumi elettrici domestici e dei possibili scenari evolutivi dell'attuale struttura delle tariffe domestiche, rimasta sostanzialmente invariata per quarant'anni a fronte di una evoluzione dei consumi, delle tecnologie e del mercato dell'energia. Tale struttura, basata su due tariffe fortemente progressive, differenziate in base alla condizione di residenza anagrafica e al valore della potenza impegnata, non è più in grado di soddisfare efficacemente le originarie esigenze di equità sociale e, al contempo, non stimola né l'adozione di comportamenti virtuosi, né l'installazione di apparecchiature ad alta efficienza energetica.

Gli aspetti in cui la riforma si muoverà saranno quindi: la struttura dei corrispettivi unitari delle tariffe; la distinzione tariffaria tra clienti con e senza residenza anagrafica; la gradualità della transizione; la ridefinizione dei livelli di potenza contrattualmente impegnata; il limite di potenza

disponibile; il corrispettivo di modifica del livello di potenza impegnata; i nuovi criteri per il bonus sociale.

Coordinamento internazionale

Nel corso del 2014 l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei sia a livello multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le Iniziative regionali, sia attraverso incontri bilaterali organizzati *ad hoc* per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse. Tale attività è finalizzata alla definizione di regole trasparenti ed efficaci per la promozione di un mercato europeo dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, come richiesto dal Terzo pacchetto energia. Con riferimento al settore elettrico, per l'anno appena trascorso si segnala il particolare coinvolgimento dell'Autorità nell'attività per la definizione dei Codici di rete europei, svolta dai gruppi di lavoro di ACER, che ha portato alla definizione dei documenti: raccomandazione ACER (maggio 2014) alla Commissione europea per l'adozione del Codice di rete per l'allocazione delle capacità di lungo termine; raccomandazione ACER (luglio 2014) alla Commissione europea per l'adozione del Codice di rete per le connessioni in alta tensione e corrente diretta/continua; opinione ACER (marzo 2014) al Codice di rete per il bilanciamento proposto da ENTSO.

Sempre in ambito ACER, nel corso del 2014 si è svolta un'intensa attività legata all'implementazione del regolamento (CE) 347/2013 per le infrastrutture energetiche, in particolare, per la preparazione della lista dei progetti di interesse comunitario (PIC) avviata nell'autunno 2014 e per la valutazione dei criteri per le analisi costi/benefici proposti dagli ENTSO alle regole di allocazione transfrontaliera dei costi dei progetti infrastrutturali.

Nel corso del 2014, l'Autorità ha assunto anche un ruolo di guida nel gruppo di lavoro ACER mirato a favorire lo sviluppo di un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT. L'Autorità italiana ha, infine, attivamente partecipato ai lavori per la predisposizione della raccomandazione dell'ACER, condivisa con il CEER, *Energy regulation a Bridge to 2025 (Bridge 2025)*, pubblicata, dopo un processo di ampia consultazione con gli *stakeholders*, il 19 settembre 2014.

Come negli scorsi anni, l'Autorità ha mantenuto costante l'attività di dialogo e cooperazione istituzionale, per favorire l'armonizzazione delle regole europee con quelle dei Paesi che, pur non facendo parte dell'Unione, ne rappresentano gli interlocutori privilegiati in campo energetico, rafforzando così il proprio ruolo di regolatore di riferimento, in particolare, nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo. In quest'ambito ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa. Il 26 novembre 2014, MEDREG ha organizzato a Barcellona il primo *Forum* sulla regolazione energetica nel Mediterraneo. Il *Forum* ha inteso porre al centro del dibattito la regolazione come strumento fondamentale di sviluppo (inclusi gli investimenti) e integrazione del mercato.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

A fronte di una riduzione del PIL del -0,4% nel corso del 2014 la domanda di elettricità ha registrato, secondo i dati provvisori diffusi da Terna, un nuovo calo del -3% circa, leggermente inferiore al -3,4% dello scorso anno. I consumi di energia elettrica sono scesi, infatti, da 318,5 TWh del 2013 a 309 TWh del 2014. La produzione nazionale ha coperto una quota del fabbisogno complessivo nazionale dell'86% (contro l'87% del 2013). Di converso, rispetto al 2013, le

importazioni nette hanno aumentato di un punto la propria quota. Tale risultato è l'effetto di un aumento delle importazioni, che si è accompagnato però anche a un sensibile aumento delle esportazioni (+37,3%). Per quanto riguarda gli impieghi, si segnala l'ulteriore calo dei consumi di energia elettrica in tutti i settori. Industria e domestico hanno però registrato tassi di riduzione inferiori a quelli dello scorso anno.

Più precisamente la **produzione nazionale** lorda è risultata di 278 TWh, in diminuzione del 4,2% rispetto allo scorso anno, dopo il -3,2% a consuntivo dello scorso anno. Si tratta del terzo calo consecutivo dal 2011. La produzione termoelettrica, in ulteriore calo dell'11% rispetto all'anno scorso, nel 2014 si è ridotta di circa un terzo rispetto al 2010. In termini di contributo alla produzione totale, è passata dal 73% del 2010 al 56% del 2014 (era ancora al 61% nel 2013). La quota del gas, pari al 60%, resta dominante tra le fonti termoelettriche, ma si è ridotta significativamente rispetto al 70% di cinque anni fa. Grazie anche alla riduzione della richiesta di energia in Italia, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è salita di quasi un punto percentuale, raggiungendo il 14,1% (era del 13,2% nel 2013). Guardando al contributo dei principali gruppi alla generazione lorda nel 2013 e nel 2014, spicca come, dopo anni di costante diminuzione e dopo la sostanziale stabilità del 2013, la quota di Enel sulla produzione elettrica per il 2014 sia aumentata di due punti percentuali, toccando il valore di 27,2% rispetto al 25,2% dello scorso anno. Era da prima del 2010 che Enel non raggiungeva quote comparabili. Diversamente dagli anni più recenti, anche l'indice di Herfindahal-Hirschman sulla generazione lorda risulta in lieve aumento, con un valore di 908 per il 2014 (era 821 nel 2013).

Nel 2014 la quantità di energia elettrica acquistata nel Sistema Italia è stata pari a 282 TWh, in calo del 2,5% rispetto al 2013 (289,2 TWh), prolungando così il trend decrescente avviatosi nel 2010 e raggiungendo il minimo storico dalla partenza del mercato. In diminuzione anche gli **scambi di Borsa**, scesi sui 186 TWh a fronte dei 207 TWh raggiunti nel 2013 (-10%). La flessione dei volumi di Borsa ha trascinato la liquidità del mercato, passata dal 71,6% del 2013 al 65,9% del 2014. La Borsa elettrica italiana ha registrato nell'anno 2014 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 52,08 €/MWh, con una flessione, rispetto al 2013, del 17,3%. Il ribasso è risultato particolarmente consistente in tutti i gruppi di ore, con il PUN che è sceso ai minimi storici – o a ridosso degli stessi – in quasi tutti i blocchi orari, attestandosi rispettivamente a 59,52 €/MWh e a 49,69 €/MWh nelle ore di picco e fuori picco (-16% circa in entrambi i gruppi di ore) e toccando i 46,51 €/MWh nelle ore festive (-19,8%). Il 2014 non sembra presentare variazioni di rilievo in termini di concentrazione del mercato. Il miglioramento della competitività rilevato nel corso degli ultimi anni, favorito, tra l'altro, dalle trasformazioni del parco di generazione e dallo strutturale calo della domanda, sembra ormai assorbito dai principali indicatori, le cui modeste variazioni appaiono riconducibili a un ulteriore consolidamento delle dinamiche in atto o a fenomeni prettamente locali. Permane comunque la forte diversificazione del livello di concentrazione a livello zonale: l'HHI inferiore alla soglia di concorrenzialità si è confermato unicamente al Nord, mentre si è mantenuto su valori sempre superiori nelle altre zone, con un calo degno di nota in Sicilia. L'indice di operatore marginale, calcolato con riferimento ai volumi, ha evidenziato un ritorno sui valori precedenti al 2013, con una percentuale dei volumi complessivamente scambiati dal primo operatore (Enel) pari al 21% nel 2014 (era 14% nel 2013), anche in virtù della corrispondente diminuzione del dato di E.On (-3 punti percentuali rispetto al 2013).

Il **numero di venditori di energia elettrica al mercato finale** è cresciuto nel 2014 di 64 unità, tutte sul mercato libero. Ancora una volta, dunque, si registra un'espansione nel novero delle imprese di vendita, nonostante il restringimento del mercato perduri quasi ininterrottamente dal 2008. Nel 2014 i dati evidenziano ancora un consistente **spostamento dei consumatori domestici verso il mercato libero** (il mercato tutelato ha perso un milione di punti di prelievo domestici rispetto al

2013, mentre il libero ne registra 1,4 milioni in più). In entrambi i mercati, tutelato e libero, si evidenzia un'**ulteriore discesa di circa 100 kWh nei consumi medi unitari**, rispetto al 2013. Come lo scorso anno, insomma, le famiglie – che appaiono sempre più attente alle questioni ambientali – cercano di ridurre la spesa energetica, in parte riducendo i consumi, ma in parte anche spostandosi nel mercato libero, alla ricerca di condizioni di prezzo più favorevoli.

Nel 2014 sono stati venduti, nel **mercato di maggior tutela**, poco meno di 58 TWh a circa 25 milioni di punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2013, i consumi sono scesi di circa 6 TWh (-9,2%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti del 4,5%. Anche il servizio di **salvaguardia** si è fortemente ristretto: l'energia venduta è diminuita del 26% (-1,2 TWh), mentre il numero di clienti serviti si è ridotto quasi del 19% (-17.500 punti di prelievo). L'elettricità fornita nel 2014 nel **mercato libero** ha subito una contrazione del 3,6%, nonostante il ragguardevole aumento dei clienti serviti (+13,8%). La caduta dei volumi venduti sul mercato libero sarebbe stata molto maggiore se la crescita che in questo mercato ha registrato il settore domestico non avesse mitigato la riduzione di oltre 5 TWh dell'energia venduta ai clienti non domestici (-3,2%). Anche nel 2014, infatti, i consumi non domestici hanno registrato una diminuzione in tutti i mercati: -8,7% nella maggior tutela, -30,2% nella salvaguardia e -1,2% nel libero. Complessivamente, quindi, nel 2014 il mercato tutelato ha acquisito il 23,4% di tutta l'energia venduta al mercato finale (24,7% nel 2013), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,3% (contro l'1,7% del 2013) e il mercato libero ne ha acquistato il 75,2% (contro il 73,5% del 2013).

Lo **switching** complessivo nel mercato elettrico è rimasto consistente. Complessivamente, oltre 3,5 milioni di clienti, cioè il 9,6%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso del 2014. In termini di volumi essi corrispondono quasi a un quarto (24,2%) del totale dell'energia distribuita. Come già era accaduto nel 2013, anche quest'anno lo **switching** risulta in aumento, se valutato in termini di punti di prelievo, e in diminuzione, se misurato in termini di volumi. Ciò probabilmente perché negli ultimi anni tra i clienti che cambiano fornitore sono sempre più numerosi quelli caratterizzati da bassi livelli di consumo.

Nell'intero mercato della vendita finale, l'**operatore dominante** resta il gruppo Enel, sebbene la sua quota si vada (lentamente) assottigliando nel tempo: nel 2014 il peso è sceso al 34,1%, contro il 34,8% del 2013. La sua importanza, però, è alquanto differenziata nei vari segmenti del mercato finale. Nel settore domestico e nel non domestico allacciato in bassa tensione, infatti, il gruppo detiene una quota estremamente ampia e, soprattutto, assai lontana da quelle dei gruppi inseguitori; al contrario, nella vendita a clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, dal 2013 Enel non è più il primo operatore e, ovviamente, possiede quote di mercato poco distanti da quelle dei suoi concorrenti. Nel 2014 **il livello di concentrazione del mercato finale è lievemente risalito**: i primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 66,6% delle vendite complessive (la quota era del 66,1% nel 2013 e del 70% nel 2012). Occorrono 16 gruppi (come lo scorso anno) per superare il 75%. Metà del mercato (46,2%) è rifornito dai primi tre gruppi.

Nel 2014, **i reclami, le segnalazioni e le richieste di informazione** relative al settore elettrico sono state 29.840 (pari al 64% del totale), con un lieve aumento rispetto al 2013. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni, le quali in valore assoluto sono raddoppiate. Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2014 sono, nell'ordine: i contratti (27%), la fatturazione (26%), il bonus (18%) e il mercato (15%).

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2014 il **prezzo medio** sul mercato libero **per l'approvvigionamento di energia elettrica** è risultato pari a 103,41 €/MWh. Per quanto riguarda, invece, le vendite relative al servizio di maggior tutela, il prezzo medio (per le voci

relative all'acquisto e al dispacciamento dell'energia elettrica, i costi di commercializzazione della vendita e le componenti di perequazione) si è attestato sui 99,48 €/MWh. Complessivamente si registra, quindi, anche nel 2014 per i clienti serviti in bassa tensione un prezzo più elevato nel mercato libero, come nei tre anni precedenti. Così come nel 2013, si rileva una netta differenziazione tra i clienti domestici e quelli non domestici. Nel valutare tali dati occorre comunque sempre considerare che le offerte sul mercato libero sono in genere più articolate e comprendono spesso servizi accessori non presenti nel servizio della maggior tutela.

Sviluppi nel mercato gas

Principali novità nella regolazione

Nel 2014 l'Autorità ha approvato la **nuova Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2015-2018** (RQSG 2015-2018). I principali elementi di novità introdotti dalla nuova RQSG riguardano il miglioramento della sicurezza delle infrastrutture di stoccaggio (e in particolare delle *flow line*); la maggiore attenzione, in materia di continuità del servizio, sulla regolazione della continuità effettivamente erogata agli utenti del servizio; la semplificazione della regolazione della qualità commerciale e degli obblighi di comunicazione all'Autorità su tutti gli aspetti (sicurezza, continuità e qualità commerciale).

Alla fine del 2014, l'Autorità ha **avviato un procedimento per la revisione complessiva** delle modalità di determinazione e di aggiornamento **del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC)** per i servizi regolati dei settori elettrico e gas. Tale revisione è finalizzata a garantire l'omogeneità dei criteri di determinazione dei tassi di remunerazione del capitale investito e a evitare che le differenze dei tassi di remunerazione dei singoli servizi regolati possano dipendere dalle condizioni specifiche dei mercati finanziari nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio. L'Autorità ha proposto che tale revisione conduca all'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC per i servizi regolati dei settori elettrico e gas, a eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui, in primis, il parametro β , che esprime il livello specifico di rischio del singolo servizio e il peso di capitale proprio e di capitale di debito impiegato per la ponderazione (rapporto D/E).

Lo scorso anno l'Autorità ha anche **riformato i requisiti per l'accesso al servizio di trasporto e i criteri di conferimento della capacità di trasporto presso i punti interconnessi con l'estero**, al fine di dare attuazione anticipata alle disposizioni del *Network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems*, di cui al regolamento (UE) 984/2013 (regolamento CAM). Tale intervento ha permesso di anticipare di oltre un anno, rispetto alla data di entrata in vigore, l'implementazione delle disposizioni del regolamento CAM. In tema di accesso al servizio di trasporto l'Autorità ha anche **approvato i meccanismi** proposti dal TSO per l'implementazione delle disposizioni **in materia di gestione della congestione contrattuale** (*Congestion management procedures*, regolamento CMP). Il regolamento CMP definisce le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", situazione in cui la capacità di trasporto risulta scarsa poiché interamente conferita – spesso su base pluriennale – anche a fronte di capacità fisica (tecnica) disponibile.

Sempre in tema di trasporto, va segnalato che nel corso del 2014, sono state **avviate anche le attività necessarie per il recepimento del regolamento (UE) 312/2014** del 26 marzo 2014, che introduce alcune modifiche sostanziali all'attuale regime di bilanciamento gas. In particolare, sono stati tracciati gli elementi essenziali del disegno di mercato che dovranno essere implementati fin dalla prima fase di avvio del nuovo meccanismo, ipotizzato per l'1 ottobre 2015. Le principali

innovazioni, che saranno introdotte in attuazione del predetto regolamento, riguardano: l'individuazione delle risorse di bilanciamento; la configurazione del diverso ruolo assegnato a Snam Rete Gas quale responsabile del bilanciamento ai fini dell'approvvigionamento delle medesime risorse; rinnovati compiti di verifica e di monitoraggio dell'attività del responsabile del bilanciamento, per l'Autorità, al fine di promuovere condotte efficienti, anche mediante l'introduzione di specifici meccanismi di premi/penalità. In considerazione delle difficoltà a reperire risorse liquide di gas a breve termine per il bilanciamento, e tenuto conto che tale necessità persisterà anche nel futuro regime, è stato modificato il Codice della società GNL Adriatico per aumentare la flessibilità del terminale (variazione del *send-out* con un breve preavviso). L'approvazione di questa modifica avvia un periodo di sperimentazione che terminerà alla fine del 2015.

In tema di **accesso al servizio di stoccaggio** occorre segnalare che l'anno termico 2014-2015 ha rappresentato in Italia la prima esperienza di conferimento pressoché totale della capacità di stoccaggio **secondo i criteri di mercato**. Ciò è coinciso con una situazione di mercato, in Italia e in Europa, caratterizzata da differenziali stagionali tra i più bassi degli ultimi anni e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2014, da rendere 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 poco superiori al gas estivo. Il sistema di aste sequenziali, con le allocazioni distribuite nel corso dell'anno (e non con un'asta *one shot*), ha consentito di valorizzare la capacità di stoccaggio in modo da rispecchiare l'andamento del mercato (prezzi estivi) e le sue aspettative (prezzi a termine invernali).

Tra la fine del 2014 e l'inizio del 2015, l'Autorità ha realizzato la **riforma della disciplina di utilizzo flessibile della capacità di rigassificazione del GNL e di risoluzione delle congestioni** per l'accesso ai terminali. I criteri atti a garantire agli utenti l'accesso al servizio di rigassificazione del GNL e ad assicurare l'imparzialità e la neutralità della gestione delle infrastrutture erano stati definiti nel 2005, in un contesto del sistema gas molto diverso da quello odierno, caratterizzato da scarsità di capacità di rigassificazione disponibile e dall'assenza di strumenti idonei a contrastare efficacemente le eventuali ipotesi di accaparramento della stessa capacità. Anche l'assetto normativo del sistema gas si è fortemente evoluto rispetto al quadro legislativo nell'ambito del quale erano state definite le disposizioni del 2005. In particolare, con il recepimento delle direttive europee e l'introduzione di un sistema di bilanciamento di mercato ai terminali di rigassificazione è richiesta sempre di più la disponibilità a fornire agli utenti un accesso flessibile, sia attraverso l'offerta di servizi di tipo *spot*, sia mediante la previsione di modalità di utilizzo delle capacità contrattualizzate adeguate a un contesto dinamico, coerenti con la gestione di breve termine degli approvvigionamenti e della logistica del trasporto marittimo che si sta consolidando nel mercato del GNL e che, pertanto, non impongano decisioni di programmazione troppo anticipate.

I criteri di regolazione per la tariffa del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2015-2018 sono stati definiti nell'ottobre 2014. L'Autorità ha ritenuto opportuno tra l'altro: fissare il tasso di remunerazione del capitale investito, pari al 6%; prevedere la revisione del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) disponendone l'aggiornamento con riferimento al valore del tasso *risk-free*; al fine di allineare le tempistiche di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito con gli altri servizi regolati, l'aggiornamento deve avvenire con riferimento alla determinazione dei ricavi per l'anno 2016; applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del c.d. *profit sharing* di fine periodo, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività, realizzati nel corso del terzo periodo di regolazione; determinare, nel caso in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione, i

costi operativi riconosciuti, in modo da contemperare le esigenze di equilibrio economico finanziario delle imprese con un adeguato incentivo al recupero di efficienze, in analogia con quanto previsto per il servizio di trasporto; fissare il coefficiente di recupero di produttività, differenziato per impresa. In attuazione delle disposizioni di cui al decreto legge n. 133/2014 (vedi sopra), l'Autorità ha poi avviato un altro procedimento per integrare i criteri tariffari per il servizio di stoccaggio del gas naturale appena definiti, per introdurre meccanismi regolatori incentivanti, anche asimmetrici, per lo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio, applicabili agli investimenti effettuati a decorrere dall'anno 2015.

A valle di un processo di consultazione avvenuto nel febbraio 2014, l'Autorità ha **ridefinito la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas** per il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni relative alle gestioni comunali e sovracomunali con quelle relative alle gestioni per ambito di concessione. In relazione ai corrispettivi a copertura dei costi operativi per l'attività di distribuzione e gestione delle infrastrutture di rete, è stata introdotta una differenziazione in funzione della dimensione dell'ambito, distinguendo tra gli ambiti fino a 300.000 punti di riconsegna e gli ambiti con più di 300.000 punti di riconsegna.

Infine, nel corso del 2014 l'Autorità ha svolto un'intensa attività per dare **attuazione alle disposizioni** previste in materia di **affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione** dall'art. 4, comma 5, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69.

Coordinamento internazionale

Le Iniziative regionali gas hanno avviato fin dal 2012 la prima attività sovraregionale, che consiste nell'implementazione volontaria e anticipata (ovvero prima della sua entrata in vigore) del Codice di rete sui meccanismi di allocazione della capacità (*Capacity Allocation Mechanisms – CAM NC*) da parte di gestori di rete e Autorità di regolazione. Tale attività, coordinata a livello europeo dall'Autorità italiana per conto di ACER, nel 2013 e per la prima metà del 2014, ha comportato lo sviluppo di progetti pilota a livello regionale-bilaterale. Per favorire lo sviluppo omogeneo dei diversi progetti pilota, ACER ed ENTSO-G hanno approvato congiuntamente la *Roadmap for the early implementation of the Capacity Allocation Mechanisms Network Code*, che è stata poi aggiornata, nell'ottobre 2014, con le attività previste sino all'entrata in vigore obbligatoria attesa per il mese di novembre 2015.

Nell'ambito dell'implementazione anticipata del regolamento CAM, alcuni TSO europei hanno costituito la piattaforma Prisma per l'allocazione della capacità ai punti di interconnessione transfrontaliera. Prisma, che vede la partecipazione di 31 TSO europei, tra cui Snam Rete Gas, che offrono capacità in 12 Paesi, ha tenuto nell'anno appena trascorso circa 97.000 aste per l'allocazione di capacità primaria per oltre 8.600 GWh/h. Nel 2015 è prevista l'allocazione anche di capacità su base infragiornaliera e l'adesione di altri TSO.

Il Forum di Madrid del maggio 2014, anche sulla scorta dell'esperienza positiva della *CAM Roadmap early implementation*, ha chiesto ad ACER ed ENTSO-G di estenderla anche al Codice di rete sul bilanciamento. Tale attività, coordinata pure dall'Autorità italiana, si è sostanziata in un primo esercizio di monitoraggio sui tempi previsti per l'implementazione nei diversi Paesi europei, presentato nell'ottobre 2014, in cui nove Paesi, tra cui l'Italia, prevedono un'attuazione entro l'1 ottobre 2015.

L'Autorità italiana, pur confermando il proprio impegno per la partecipazione alle Iniziative regionali ACER, nel maggio 2014 ha ceduto al regolatore rumeno la *co-leadership* nella guida delle attività della regione gas Sud-Sud-Est.

Nel corso del 2014 l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei a livello multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).

In relazione al settore del gas, l'Autorità ha partecipato attivamente alle attività dei gruppi di lavoro ACER responsabili dell'analisi dei Codici di rete europei predisposti da ENTSO-G, nonché al processo di revisione del *Gas Target Model* avviato all'inizio dell'anno.

Infine, anche nel 2014 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT) attraverso la partecipazione alle riunioni dell'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB) e dei suoi gruppi di lavoro, nonché ai *fora* sull'energia elettrica e sul gas, che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con gli *stakeholders* del settore e guidare il processo di integrazione regionale.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

In Italia nel 2014 il PIL ha registrato una variazione negativa (-0,4%). In aggiunta a ciò, i mesi invernali (inizio e fine anno) del 2014 hanno registrato condizioni climatiche particolarmente miti, facendo mancare alla domanda di gas anche la spinta proveniente dai consumi per riscaldamento. Non stupisce, quindi, che lo scorso anno, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, il **consumo interno lordo** di gas naturale sia diminuito di altri 8 miliardi di metri cubi, scendendo a 61,9 G(m³), registrando una caduta dell'11,6% rispetto al 2013. Con essa, la quarta consecutiva, i livelli di consumo lordo sono tornati ai valori rilevati tra il 1997 e il 1998.

La caduta della domanda finale è stata coerentemente accompagnata da riduzioni nella produzione nazionale (-7,6%) e nelle importazioni nette (-10,1%). Come in passato, l'85% circa di tutta la **produzione nazionale** è stato estratto dalle società del gruppo Eni, che rimane l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell con l'8,3%.

Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, i quantitativi di gas **importato** nel 2014 sono scesi a 55,7 G(m³). Poiché il calo nelle importazioni è stato inferiore a quello dei consumi, nel 2014 il livello di dipendenza dall'estero (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) è risalito al 90,1% dall'88,4% registrato nel 2013.

L'ulteriore crollo delle importazioni del gas di origine algerina ha lasciato spazio ad altri Paesi che, nonostante la generale contrazione dei livelli di importazione, mostrano un incremento nei volumi. Le importazioni dall'Algeria, che già lo scorso anno avevano registrato una corposa riduzione, nel 2014 si sono sostanzialmente dimezzate (-5,8 miliardi, ovvero -45%), fermandosi a 6,8 G(m³). Penalizzato da prezzi elevati come quello algerino, anche il GNL proveniente dal Qatar è diminuito del 16%. Nel 2014 le minori importazioni di gas da Algeria e Qatar, insieme a quelle provenienti da Russia e da altri Paesi (tra cui Trinidad e Tobago), hanno complessivamente condotto in Italia 8,9 G(m³) in meno rispetto al 2013. Questo spazio è stato compensato, ma solo per un terzo, dalle ridotte esigenze di gas in Italia, da un aumento dei quantitativi importati di altra origine.

Nonostante le agitazioni ancora in atto in quel Paese, le importazioni dalla Libia sono infatti salite del 14%, ma soprattutto sono cresciuti gli approvvigionamenti dai mercati maggiormente concorrenziali del Nord Europa, favoriti dai prezzi contenuti che si sono manifestati specialmente nei mesi estivi. Per effetto di queste variazioni, nel 2014 il peso della Russia tra i Paesi che esportano in Italia è cresciuto ancora, arrivando a contare quasi per metà (47%) dell'intero approvvigionamento estero italiano. Con una quota del 12,3% del gas complessivamente

importato, l'Algeria ha conservato comunque la seconda posizione, seguita e quasi raggiunta dalla Libia (11,7%).

Come negli anni scorsi i gruppi che hanno 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'85,3% del gas entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'85,9% di tutto il gas approvvigionato. Come in passato, tale quota è in aumento (era 82,5% nel 2013), per l'incremento della quota di Eni non compensato dalla riduzione delle quote di Edison ed Enel. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota (81,8%) di poco inferiore a quella del gas approvvigionato.

Nel 2014 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 15,6%, avendo raggiunto 209 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 145,6 G(m³) in notevole aumento rispetto al 2013, 53,3 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio registrando un marcato calo rispetto al 2013, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 10,1 G(m³). Gli operatori che risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% sono 5. Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (29,1%), GdF Suez (13,5%), Edison (9,2%), Enel (5,9%) e Royal Dutch Shell (5,8%). I primi tre gruppi coprono insieme il 51,8% della domanda totale, una quota molto superiore rispetto a quella dello scorso anno.

Come accade da molti anni, nel 2014 il numero delle imprese che hanno operato nel **mercato all'ingrosso** è cresciuto, come pure il gas che hanno complessivamente intermediato: infatti, 179 venditori, otto in più rispetto all'anno precedente, hanno venduto complessivamente 36 G(m³) in più del 2013. Nel 2014 il livello di concentrazione di tale mercato è nuovamente risalito, dopo le diminuzioni osservate sino al 2012, sebbene vi siano stati cambi di imprese nelle prime posizioni. La quota delle prime tre società Eni, Eni Trading & Shipping, Gdf Suez Trading Italia è infatti salita al 36,3% dal 29,3% calcolato nel 2013. Ovviamente anche l'indice di Herfindahl Hirshmann, calcolato sul solo mercato all'ingrosso, è cresciuto rispetto al 2013, da 507 a 653, restando comunque al di sotto del valore 1.000 ritenuto sintomo di bassa concentrazione. Nel 2014 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 27,95 c€/m³, molto più basso rispetto ai 24,58 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts) e in diminuzione (-14,4%) rispetto al valore osservato nel 2013, pari a 32,67 c€/m³.

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia resta ancora il **Punto di scambio virtuale** (PSV), gestita dal principale operatore della rete di trasporto – Snam Rete Gas – e che permette lo scambio di capacità e quantitativi di gas, in base a contratti *over the counter*. Solo dal 2010, come meglio esposto nei paragrafi successivi, è stata creata una Borsa regolamentata e trasparente per lo scambio del gas. A causa delle evoluzioni ancora in corso e, soprattutto, del notevole sviluppo registrato dalla piattaforma per il bilanciamento gas, la Borsa del gas ha registrato anche nel 2014 un livello di liquidità estremamente basso. Nel 2014, 118 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; circa un terzo di questi (48) erano trader puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto.

Per quanto riguarda gli andamenti nella **Borsa gas** occorre segnalare che, nel corso dell'anno 2014, sul Mercato del giorno prima (MGP-GAS) la fase di negoziazione in modalità continua non ha registrato alcun abbinamento. Anche il Mercato infragiornaliero (MI-GAS) è stato caratterizzato da un numero ridotto di scambi con quattro sessioni utili, tutte concentrate nel mese di dicembre. Il prezzo medio registrato è stato pari a 25,41 €/MWh, in calo dell'8% rispetto all'anno precedente a fronte di volumi transitati pari a 102.130 MWh, contro i 3.820 MWh del 2013. Invece, anche nel

2014 la **Piattaforma per il bilanciamento gas** (PB-GAS) ha evidenziato il suo ruolo preponderante e centrale nei mercati del gas, confermando le indicazioni positive emerse già nel 2012-2013 in termini sia di operatori iscritti e attivi (86 e 77), sia di volumi complessivi scambiati pari a 39 TWh (in diminuzione del 5% sul 2013), ovvero pari al 6% circa di quanto consegnato da Snam. I volumi negoziati su tale piattaforma rappresentano il 92,6% di quanto negoziato complessivamente sui mercati gas gestiti dal GME. Il prezzo medio registrato sulla PB-GAS nel 2014 risulta in calo rispetto al 2013, attestandosi a 23,61 €/MWh (-15%), sostanzialmente allineato al prezzo medio del PSV pari a 23,28 €/MWh, -17% rispetto al 2013. Nei vari mesi le quotazioni risultano, infatti, sostanzialmente allineate con quelle al PSV dove, lo ricordiamo, le contrattazioni sono bilaterali e private, nel senso che Snam Rete Gas, che gestisce il PSV, non agisce come controparte centrale. Per quanto attiene all'operatività del Mercato a termine (MT-GAS), dalla data di avvio del 2 settembre 2013 a oggi non sono state registrate transazioni con riferimento alle diverse tipologie di prodotti negoziabili.

I risultati provvisori dell'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas evidenziano che nel 2014 sono stati venduti al **mercato finale** 53,3 G(m³), dieci in meno rispetto al 2013. Alle conseguenze della crisi economica, ancora molto presenti, si sono sommati altri due fattori sfavorevoli al consumo di gas: il clima, innanzitutto, e la concorrenza delle fonti rinnovabili che hanno ridotto il ricorso al gas nella generazione di energia elettrica. La contrazione è stata, quindi, molto forte (-15,9%), superiore a quelle realizzate negli anni più recenti. Il numero di venditori attivi in questo segmento della filiera è invece aumentato, anche se soltanto di quattro unità: dai 335 operatori presenti nel 2013, è salito infatti a 339. Il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale è leggermente diminuito, rispetto al 2013, ma resta piuttosto elevato: i primi tre gruppi controllano il 46,2%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 46,9%. L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 940 (era 996 nel 2013), un livello ancora molto vicino al valore soglia di 1.000, al di sopra del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa. Rispetto al 2013, il peso di Eni è diminuito di circa un punto percentuale, ma resta più che doppio rapportato a quello di Edison, che – come nel 2013 – è il secondo operatore.

In un simile quadro di forte riduzione dei consumi, si registra l'ulteriore crollo, -27% in termini di volumi e -9,1% in termini di clienti, registrato dal **mercato tutelato**, che segue quello già molto marcato del 2013 (-18% in termini di volumi). Per questo segmento del mercato, ai motivi generali appena menzionati se ne aggiungono altri due: lo spostamento dei clienti domestici sul mercato libero, nel tentativo di trovare prezzi e condizioni di acquisto più favorevoli e, soprattutto, gli effetti ancora presenti della graduale espulsione – *ope legis* – dalla tutela di tutte le categorie di clienti non domestiche. Ciò spiega, all'opposto, l'ulteriore significativa crescita dei clienti del **mercato libero**, aumentati complessivamente di oltre 1,2 milioni di punti di riconsegna (+22,78%), che segue quella già notevole (+1,4 milioni di punti di riconsegna) registrata nel 2013. Nelle categorie di consumo non domestiche, costrette al passaggio al mercato libero, si registrano, infatti, tassi di aumento del numero di clienti elevati e – specularmente – si osservano tassi di riduzione molto forti per le stesse categorie nella tutela. Agli allargamenti del numero di clienti serviti nel mercato libero non corrispondono incrementi nei volumi di acquisto per le già menzionate ragioni di generale contrazione dei consumi. Fanno eccezione soltanto i clienti domestici per i quali si osserva un lieve aumento, pari all'1,1%, dei consumi rispetto al 2013, di entità sicuramente non paragonabile all'ampliamento della clientela (+25%). Infatti, il consumo medio unitario delle famiglie che acquistano nel mercato libero è diminuito da 925 a 748 m³/anno. La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è salita al 79,8% dal 76,7% osservato

nel 2013. Ovviamente, diviene più rilevante man mano che ci si sposta dal domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso.

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di **switching**, cioè del numero di clienti che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2014, è risultata complessivamente pari al 6,5%, ovvero al 45,8% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio. Come sempre, entrambe le percentuali sono superiori a quelle osservate nell'anno precedente, anche se i dati del 2014 per la clientela non domestica, come quelli dell'anno precedente, risentono probabilmente dei passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di cui si è detto.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2013 evidenzia che lo scorso anno il **prezzo medio del gas** (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale, è stato pari a 42,3 c€/m³. Tale prezzo nel 2013 era risultato pari a 44 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo medio del gas in Italia presenta una diminuzione del 4%. I clienti dei servizi di tutela hanno pagato il gas in media 55,3 c€/m³, mentre 39 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente corrisposto dai clienti del mercato libero; il differenziale globale di prezzo tra i due mercati è, dunque, pari a 16,3 c€/m³, in diminuzione di 3,3 c€/m³ rispetto a quello registrato nell'anno precedente. Tale differenziale di prezzo risente, ovviamente, della ripartizione dei volumi di vendita all'interno di ciascuno dei due mercati tra le diverse classi di consumo. Come si è già visto, la dimensione media dei clienti sul mercato libero è molto più elevata; a ciò si accompagnano, in tale mercato, la maggiore presenza di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, che non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio, nonché la presenza di un sistema di prezzi più flessibili, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali, anche se le modifiche inserite, a partire dal 2012, negli aggiornamenti dei prezzi stabiliti dall'Autorità tendono ad andare nella stessa direzione.

I reclami, le segnalazioni e le richieste di informazione relative al settore gas sono state 15.884 (circa il 34%). Rispetto al 2013, il numero di comunicazioni è quindi sostanzialmente lo stesso. Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero delle richieste di informazioni e dei reclami. Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas, ricevute dallo Sportello nel 2014 e suscettibili di classificazione, sono i seguenti: il bonus, la fatturazione, il mercato e i contratti. Rispetto all'anno 2013, si notano, in particolare, un ulteriore – sia pur lieve - decremento dei reclami sul bonus gas e un aumento, più che proporzionale all'andamento generale di crescita dei reclami, di quelli relativi sia a contratti, sia ad allacciamenti e lavori.

Tutela dei consumatori

La regolazione dell'Autorità italiana in materia di protezione dei consumatori, come già evidenziato nelle Relazioni annuali degli anni precedenti, risulta particolarmente sviluppata anche in funzione degli specifici compiti di tutela già attribuiti al regolatore dalla legge istitutiva (legge n. 481/95) e successive integrazioni che coprono buona parte delle misure previste dalle direttive.

Alcune delle principali novità intervenute nel corso del 2014 sono state realizzate come conseguenza di modifiche nel quadro normativo.

Con il decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21, è stata recepita nell'ordinamento italiano la direttiva 2011/83/UE sui diritti dei consumatori, che ha determinato la modifica di alcune previsioni del **Codice di consumo** con riguardo alla fase di conclusione dei contratti. Di

conseguenza, l'Autorità ha aggiornato la disciplina dei contratti conclusi tra gli esercenti la vendita e i clienti finali e ha apportato interventi, seppur minimi, in materia di diritto di recesso e ripensamento. Più precisamente, l'Autorità ha introdotto alcune modifiche al **Codice di condotta commerciale**, relativamente alle informazioni aggiuntive da trasmettere al cliente finale domestico prima della conclusione del contratto, al supporto da utilizzare per l'invio delle suddette informazioni al cliente finale domestico, nonché alla modifica del tempo massimo per esercitare il diritto di ripensamento (da dieci giorni lavorativi a 14 giorni solari).

In ragione delle modifiche apportate al Codice di consumo, l'Autorità ha aggiornato anche la regolazione in materia di **contratti non richiesti**. In particolare sono state modificate le misure preventive e le procedure di reclamo, in modo che tali misure siano in linea con i nuovi adempimenti di natura pre-contrattuale previsti dal Codice di consumo.

Il decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che recepisce la direttiva europea sull'efficienza energetica, ha previsto tra l'altro, 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, ovvero sul **bonus sociale**. Su questo specifico tema l'Autorità ha posto in consultazione diverse ipotesi finalizzate a: accrescere la platea dei beneficiari e la percentuale di risparmio per i titolari (dal 20% della spesa al netto delle imposte, al 30% o al 40% per tutti i beneficiari); articolare i bonus e la percentuale di risparmio in funzione del profilo di consumo del cliente e della numerosità del nucleo familiare, per garantire che anche in presenza della riforma sia introdotto un livello di spesa maggiore dell'attuale; ridurre le componenti fiscali (accisa) o parafiscali (oneri generali) in funzione degli incrementi di spesa correlati alla riforma delle tariffe elettriche.

Nel 2014 l'Autorità è intervenuta per definire le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale per l'anno termico 2014-2015, con specifico riferimento alle **componenti a copertura dei costi di approvvigionamento nei mercati all'ingrosso** ($C_{MEM,t}$), delle attività connesse (CCR) e degli oneri di gradualità (GRAD) e, all'inizio del 2015, ha posto in consultazione i propri orientamenti per la definizione delle modalità di calcolo delle stesse componenti, a decorrere dall'anno termico 2015-2016, proponendo, in particolare, una *roadmap* che consentisse di modificare il riferimento di mercato con il passaggio dai prezzi olandesi ai prezzi italiani, al fine di creare le condizioni per lo sviluppo delle negoziazioni a termine in Italia.

È stato tuttavia deciso che, per l'anno termico 2015-2016, la componente $C_{MEM,t}$ resti definita in base alla vigente formula di aggiornamento con l'*hub* olandese TTF come mercato di riferimento e, come contratto di riferimento, il prodotto trimestrale relativo al trimestre oggetto di aggiornamento. Per gli anni termici successivi al 2015-2016, invece si è rinviata ad un successivo provvedimento la definizione delle modalità puntuali per la valutazione della sussistenza delle condizioni atte a consentire il passaggio alle quotazioni nazionali, anche in considerazione del più ampio processo normativo e regolatorio in corso, finalizzato alla progressiva revisione delle tutele di prezzo.

Nel corso dell'anno 2014 si è concluso il progetto di revisione della bolletta, o progetto **Bolletta 2.0**, avviato nel 2013. Con la nuova Bolletta 2.0 approvata nel mese di ottobre, al cliente verrà inviato (anche in formato elettronico) il solo quadro sintetico dei consumi e dei prezzi fatturati, più completo, diretto e comprensibile di quello attuale, e, su sua esplicita richiesta, un documento con gli elementi di dettaglio della fattura. La terminologia utilizzata sarà conforme al Glossario, che verrà aggiornato e pubblicato sul sito dell'Autorità e su quello dei singoli venditori. La parte della bolletta contenente gli elementi di dettaglio riporterà le informazioni analitiche di tutte le voci

fatturate al cliente, fornendo anche le indicazioni dei prezzi unitari e delle quantità cui sono applicati, nonché dei singoli scaglioni e dell'ammontare di kWh/S(m³) attribuiti a ciascuno di essi.

In tema di **informazione**, è stata arricchita la pagina web del sito internet dell'Autorità con uno specifico *tutorial* (operativo da febbraio 2015) che accompagna il cliente nell'utilizzo della piattaforma *on line* del Servizio conciliazione e con una sezione con i dati sull'andamento semestrale del Servizio medesimo. In tutto il 2014, risultano circa 50.000 visualizzazioni di pagine relative alla conciliazione (e circa 13.000 nel I trimestre del 2015), con riferimento sia all'apposita pagina del sito web dell'Autorità, compreso l'elenco ADR, sia all'*Atlante dei diritti del consumatore di energia*; mentre per quanto riguarda le chiamate al *call center* dello Sportello, nel 2014, si sono registrate 18.286 richieste di informazioni in merito alla conciliazione (4.722 nel I trimestre 2015).

Per la gestione delle controversie è attivo dal 2012 il **Servizio conciliazione clienti energia**, gestito in avvalimento dall'Acquirente unico, ed operativo, in fase sperimentale, dall'1 aprile 2013, con entrata a regime dall'1 gennaio 2016.

Nel secondo anno di sperimentazione, l'Autorità ha proseguito nella predisposizione di specifici interventi di efficientamento del Servizio conciliazione, anche sulla base dei riscontri pervenuti dagli *stakeholders* in merito al funzionamento della procedura, e tenuto altresì conto della progressiva diffusione dello strumento fra i clienti finali.

Nei primi due anni di sperimentazione (1 aprile 2012 – 31 marzo 2015), il Servizio conciliazione ha ricevuto un totale di 2.506 richieste di attivazione. Il principale canale di accesso è stato quello delle associazioni dei clienti finali domestici (45%). Al canale degli altri delegati, diversi dalle associazioni, è riconducibile il 33% di richieste; il cliente finale ha attivato direttamente il Servizio conciliazione nel 22% dei casi.

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

In attuazione delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE che prevedono, in continuità con quanto già introdotto dalle precedenti direttive in merito al mercato interno dell'elettricità e del gas, specifici obblighi di separazione e di trasparenza della contabilità per gli operatori, nel corso del 2014 è proseguita l'attività dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico in materia di revisione e di semplificazione della normativa che disciplina la separazione contabile, la separazione funzionale e la certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione e trasporto, prevedendo procedimenti e norme comuni per i settori dell'energia elettrica e del gas.

In particolare, l'Autorità ha concluso⁷ il procedimento avviato⁸ nel 2012, attinente alla revisione sia delle disposizioni in materia di separazione contabile (*unbundling*) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, sia dei relativi obblighi di comunicazione, approvando l'allegato *Testo integrato di unbundling contabile* (TIUC). Il nuovo TIUC, che sostituisce la previgente regolazione in materia⁹, prevede alcune importanti novità, tra le quali:

- la razionalizzazione degli obblighi di comunicazione delle informazioni di separazione contabile per gli esercenti dei settori elettrico e del gas, prevedendo l'esonero dalla predisposizione e dall'invio delle suddette informazioni alle imprese di minori dimensioni, a quelle che non operano nelle attività oggetto di regolazione tariffaria e alle imprese estere. Inoltre, è previsto l'esonero dalla predisposizione e dall'invio dei conti annuali separati anche per le imprese che operano esclusivamente nel settore della distribuzione e della vendita di altri gas a mezzo rete;
- l'avvio di un tavolo tecnico con gli operatori per la redazione di un manuale di contabilità regolatoria finalizzato a fornire specifiche tecniche di dettaglio per la redazione dei conti annuali separati;
- la revisione di una serie di disposizioni di natura tecnica in materia di separazione contabile, finalizzate a rendere più trasparente e omogeneo il processo di redazione dei conti annuali separati da parte delle imprese;
- la decorrenza delle nuove disposizioni in materia di separazione contabile per i settori elettrico e del gas già a partire dall'esercizio 2014, anno base per le future determinazioni tariffarie da parte dell'Autorità. Il nuovo TIUC ha dettato alcune deroghe ai principi di separazione contabile per quelle attività che hanno subito una significativa variazione di perimetro, quali la vendita ai clienti finali dell'energia elettrica e del gas;
- la decorrenza delle disposizioni di razionalizzazione degli obblighi di comunicazione delle informazioni di separazione contabile per gli esercenti dei settori elettrico e del gas, già a partire dai dati afferenti l'esercizio 2013.

⁷ Con la delibera 22 maggio 2014, 231/2014/R/com.

⁸ Con la delibera 28 giugno 2012, 266/2012/R/com.

⁹ Contenuta nella delibera 18 gennaio 2007, n. 11.

Sempre con riferimento al tema della separazione funzionale, nel 2014 l'Autorità ha illustrato¹⁰ i propri indirizzi sulla riforma degli obblighi di separazione funzionale per gli esercenti dei settori dell'energia elettrica e del gas, oggi vigenti¹¹. Nel documento, tra le altre cose, l'Autorità ha prospettato di:

- modificare la definizione di impresa verticalmente integrata operante nei settori dell'energia elettrica e del gas, alla luce sia della definizione contenuta nelle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, nonché nel decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, sia dell'esigenza di affinare l'ambito dell'impresa verticalmente integrata facendo riferimento a un'interpretazione estensiva basata sulla nozione di gruppo societario di cui al suddetto decreto, comprensiva pure del caso di controllo esercitato da una persona fisica e da un ente pubblico, anche non economico;
- raccordare le disposizioni adottate dall'Autorità, riguardo alla certificazione del gestore del sistema di trasmissione di energia elettrica e dei gestori dei sistemi di trasporto del gas naturale, con le norme di separazione funzionale previste per le altre imprese operanti nei servizi infrastrutturali, prevedendo che, per i suddetti gestori, gli obblighi imposti dalle decisioni di certificazione adottate dall'Autorità sostituiscano in maniera definitiva gli altri obblighi di separazione funzionale;
- mantenere gli specifici obblighi di separazione, almeno di tipo funzionale, per le imprese di trasporto regionale del gas esentate dalle procedure di certificazione dal decreto legislativo n. 93/11, mutuandoli da quelli previsti per i gestori di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati;
- integrare gli obblighi di separazione funzionale a carico sia dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con più di 100.000 clienti allacciati, sia dei gestori dei sistemi di distribuzione dell'energia elettrica indipendentemente dalla loro dimensione, in conformità alle regole in materia previste nel decreto legislativo n. 93/11 di attuazione del Terzo pacchetto energia;
- rivedere gli obblighi di separazione funzionale a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione del gas naturale con meno di 100.000 clienti allacciati, in conformità al decreto legislativo n. 93/11;
- introdurre specifici obblighi relativamente 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 forma societaria – stabilendo i criteri di dettaglio per una completa separazione, senza alcun rischio di confusione, tra l'attività di vendita e quella 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;
- rivedere gli obblighi posti a carico dei gestori dei sistemi di distribuzione, sia nel settore dell'energia elettrica, sia nel settore del gas naturale, in materia di riservatezza del trattamento delle informazioni commercialmente sensibili.

¹⁰ Con il documento per la consultazione 17 luglio 2014, 346/2014/R/com.

¹¹ Che sono disciplinati dalla delibera n. 11/07.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

All'inizio di quest'anno l'Autorità ha avviato¹² la procedura per la certificazione di Terna, quale gestore del sistema di trasmissione elettrica, e di Snam Rete Gas, quale gestore del sistema di trasporto del gas naturale ai sensi delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, nonché del decreto legislativo n. 93/11.

Le due società, già certificate secondo il modello di separazione proprietaria previsto dalle citate direttive europee, sono state nuovamente sottoposte al procedimento di certificazione, a causa della modifica dell'assetto proprietario delle stesse, dovuta alla cessione, da parte della Cassa depositi e prestiti, di una quota rilevante del capitale sociale della medesima Cassa, controllante diretta dei due gestori, a investitori istituzionali italiani ed esteri. Il procedimento è teso alla valutazione della sussistenza dei requisiti già considerati dall'Autorità per l'adozione delle precedenti certificazioni, con particolare riguardo all'esistenza, in capo agli azionisti rilevanti, di diritti in imprese di produzione o di fornitura di energia elettrica o gas naturale, come definiti dall'art. 9 delle menzionate direttive.

3.1.2 Regolamentazione tecnica

Servizi di dispacciamento

Nel corso del 2014 è proseguita l'azione dell'Autorità tesa a incrementare l'efficienza del servizio di dispacciamento. In tale ambito, si collocano i provvedimenti:

- in materia di disciplina degli sbilanciamenti;
- in merito alla modifica dei criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del Corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC);
- l'esame e l'approvazione delle modifiche e delle integrazioni al Codice di rete proposte da Terna, concernenti la modifica delle tempistiche dei mercati ai fini dell'integrazione del Mercato del giorno prima (MGP) italiano con quello dei Paesi confinanti.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

L'art. 23, comma 3-bis, del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, ha previsto che: «*In attesa di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento, l'Autorità procede entro 60 giorni a rimuovere le macrozone Sicilia e Sardegna*».

La disciplina degli sbilanciamenti effettivi, come definita dall'Autorità, in vigore fino all'attuazione della disposizione del summenzionato decreto legge, prevedeva, ai fini del calcolo dei prezzi di sbilanciamento, la suddivisione della rete rilevante nelle seguenti quattro macrozone:

- la macrozona A, che coincide con la zona Nord (o macrozona Nord);
- la macrozona B, che coincide con l'aggregato della zona Sicilia e del polo di produzione limitata di Priolo (o macrozona Sicilia);
- la macrozona C, che coincide con la zona Sardegna (o macrozona Sardegna);

¹² Con la delibera 29 gennaio 2015, 20/2015/R/com.

- la macrozona D, che coincide con l'insieme di tutte le altre zone e dei poli di produzione limitata non già incluse nelle macrozone A, B e C e diverse dalle zone estere (o macrozona Sud).

Poiché le macrozone Sardegna e Sicilia sono interconnesse solo con la macrozona Sud, l'Autorità, per dare attuazione al dettato normativo, ha individuato¹³ due macrozone di bilanciamento:

- la macrozona Nord, che coincide con la zona Nord;
- la macrozona Sud, che coincide con l'insieme di tutte le altre zone e dei poli di produzione limitata non già incluse nella macrozona Nord.

Modifiche e integrazioni alla disciplina dei Corrispettivi di utilizzo della capacità di trasporto

Nell'autunno del 2014, dopo la consultazione¹⁴ sui propri orientamenti in materia, l'Autorità è intervenuta¹⁵ sui criteri per l'assegnazione degli strumenti di copertura dal rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC).

In particolare, durante la consultazione, l'Autorità aveva esposto l'opportunità di attenuare le limitazioni alle quantità di CCC assegnabili a ciascun operatore, eliminando il parametro α (relativo al valore della distribuzione percentuale nelle diverse zone della quantità di energia elettrica in prelievo) dal meccanismo di calcolo della quantità massima complessiva di CCC assegnabili al singolo operatore nelle aste annuali.

Tale proposta non ha avuto seguito, poiché le osservazioni pervenute dalla quasi totalità degli operatori hanno evidenziato potenziali criticità derivanti dall'eliminazione del suddetto parametro, tra cui:

- il rischio che gli operatori di maggiori dimensioni risultino in grado di esercitare il proprio potere di mercato, con una conseguente maggiore difficoltà per gli operatori di minori dimensioni di coprirsi in modo adeguato;
- la possibilità che tale eliminazione possa comportare un incremento della domanda di CCC nelle aste annuali, con una conseguente maggiore onerosità e complessità, per gli operatori, nel mettere in atto adeguate strategie di copertura.

In considerazione di ciò, il provvedimento finale ha previsto che l'assegnazione annuale dei CCC sia effettuata conservando il meccanismo di calcolo della quantità massima complessivamente assegnabile al singolo operatore di mercato in vigore.

Per risolvere le criticità legate alla possibile elusione delle limitazioni previste dalla disciplina vigente, l'Autorità e Terna procederanno a compiere i necessari approfondimenti finalizzati a verificare la possibilità di utilizzare, a partire dal prossimo anno, il registro istituito ai sensi del REMIT per definire la quantità massima di CCC complessivamente assegnabile al singolo operatore, sulla base della distribuzione della capacità produttiva ottenuta aggregando tutti gli impianti afferenti a operatori appartenenti allo stesso gruppo societario.

¹³ Con la delibera 29 ottobre 2014, 525/2014/R/eel.

¹⁴ Documento per la consultazione 7 agosto 2014, 430/2014/R/eel.

¹⁵ Con la delibera 9 ottobre 2014, 487/2014/R/eel.

La nuova regolamentazione ha, comunque previsto l'introduzione delle seguenti modifiche alla disciplina vigente:

- l'armonizzazione del profilo dei CCC di tipo *peak load* con il profilo *peak load* di normale utilizzo nei mercati a termine dell'energia;
- l'aggiornamento delle modalità di calcolo della capacità produttiva delle unità non termoelettriche, al fine di tener conto della stagionalità tipica di tali unità;
- l'inclusione nella zona adiacente della capacità produttiva localizzata nei poli di produzione di Brindisi, Foggia e Priolo, ai fini dell'applicazione delle limitazioni previste nelle aste annuali;
- la pubblicazione dei limiti di transito utilizzati nell'algoritmo di selezione delle offerte e di tutte le offerte presentate dagli operatori nell'ultimo *round* delle procedure concorsuali mensili e annuali.

Modifiche e integrazioni al Codice di rete

Al fine di implementare il *Target Model* definito a livello europeo per il Mercato del Giorno Prima (MGP), che prevede l'allocazione dei diritti di utilizzo della capacità di interconnessione transfrontaliera tramite il meccanismo di *market coupling*, è stato necessario armonizzare le tempistiche e l'algoritmo di risoluzione dell'MGP italiano con quelli dei Paesi confinanti. Per quanto concerne le tempistiche, è emersa la necessità di posticipare la chiusura dell'MGP (*gate closure*) alle ore 12.00 e, conseguentemente, di riorganizzare in modo contestuale le tempistiche di svolgimento delle sessioni del Mercato infragiornaliero (MI) e del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD).

Alla luce di quanto sopra, il Gestore dei mercati energetici (GME) e Terna hanno sottoposto alla valutazione dei soggetti interessati una proposta di modifica delle tempistiche dei Mercati a pronti, con l'obiettivo di estendere il *market coupling* a tutte le frontiere con i Paesi membri dell'Unione europea entro la fine del 2014. In particolare:

- il GME ha avviato un'apposita consultazione¹⁶, finalizzata alla revisione della disposizione tecnica di funzionamento dei Mercati a pronti, sulla tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD;
- Terna ha posto in consultazione una proposta di modifica del Codice di rete, afferente al Capitolo 4, recante le regole per il dispacciamento, e all'Allegato A22, relativo alla procedura per la selezione delle risorse per la fase di programmazione dell'MSD.

Oltre alla modifica delle tempistiche dei mercati, la proposta di GME e Terna prevede l'introduzione di una nuova sessione infragiornaliera di MI (per un totale di cinque sessioni di MI, di cui tre infragiornaliere) e, di conseguenza, di una nuova e successiva sottofase infragiornaliera di MSD (per un totale di quattro sottofasi di MSD, di cui tre infragiornaliere).

L'Autorità ha poi approvato¹⁷ le modifiche al Codice di rete proposte da Terna ai fini della riorganizzazione delle tempistiche dei mercati.

¹⁶ Con il documento n. 1/2014.

¹⁷ Con la delibera 265/2014/R/eel.

Regolamentazione della sicurezza e affidabilità delle reti

Gli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico rappresentano gli impianti 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 pagati 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).

Con esclusivo riferimento alla macrozona Sicilia, l'art. 23, comma 3-*bis*, del decreto legge n. 91/14, prevede che:

- le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW, siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico e debbano essere offerte sull'MGP;
- l'Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto legge n. 91/14, seguendo il criterio di puntuale riconoscimento, per singola unità produttiva, dei costi variabili e dei costi fissi di natura operativa, nonché di equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità, in modo da assicurare la riduzione degli oneri per il sistema elettrico;
- le unità di produzione di energia elettrica, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, di potenza superiore a 50 MW, siano considerate risorse essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV, Sorgente-Rizziconi, tra la Sicilia e il Continente e degli altri interventi finalizzati al significativo incremento della capacità di interconnessione tra la rete elettrica siciliana e quella peninsulare.

Con la delibera 23 ottobre 2014, 521/2014/R/eel, l'Autorità ha quindi definito per la macrozona Sicilia:

- i criteri di offerta e remunerazione delle unità di produzione soggette alla disciplina di essenzialità ex art. 23, comma 3-*bis*, del decreto legge n. 91/14 (regime 91/14);
- le norme di raccordo tra il regime 91/14 e i regimi ex delibera 9 giugno 2006, n. 111 (regimi 111/06), nel caso della capacità soggetta, nell'anno 2015, sia al decreto legge n. 91/14, sia alle norme sull'essenzialità stabilite dalla menzionata delibera.

Il regime 91/14 segue, in linea generale, l'impostazione della disciplina della reintegrazione dei costi, di cui all'art. 65 della delibera n. 111/06. Infatti, detta disciplina – a differenza dei regimi ex artt. 64 (regime ordinario) e 65-*bis* (regimi alternativi) della citata delibera – prevede il riconoscimento dei costi, ivi inclusa l'equa remunerazione del capitale, per ciascuna unità di produzione, in base alle specifiche caratteristiche della stessa.

A fine anno, quindi, l'Autorità ha provveduto¹⁸ a:

¹⁸ Con la delibera 29 dicembre 2014, 667/2014/R/eel.

- integrare le disposizioni del regime 91/14, alla luce delle osservazioni e delle proposte avanzate dai soggetti interessati dopo la pubblicazione della delibera 521/2014/R/eel;
- escludere l'unità Raffineria di Gela di Eni dall'elenco delle unità essenziali ex decreto legge n. 91/14.

Al fine di tenere conto delle osservazioni e delle proposte pervenute a seguito dell'entrata in vigore della delibera 521/2014/R/eel, il regime 91/14 è stato modificato e integrato in maniera tale da:

- applicare, alle quantità delle offerte accettate sull'MI strettamente necessarie a permettere l'implementazione tecnica – secondo i parametri tipici dell'unità considerata – dei programmi in esito all'MGP, il criterio di valorizzazione delle quantità strettamente necessarie a rendere realizzabili programmi di indispensabilità sui mercati dell'energia (comma 65.2 ex delibera n. 111/06), in luogo del criterio adottato per le offerte accettate sull'MI non richieste da Terna (comma 65.3.2 ex delibera n. 111/06); ciò a condizione, però, che le offerte accettate sull'MGP siano state presentate a un prezzo pari al costo variabile riconosciuto; detta condizione è finalizzata a mantenere l'efficacia delle regole vigenti in tema di offerte sull'MGP, che disincentivano le offerte a prezzo inferiore al costo variabile riconosciuto;
- per quanto attiene alle unità rinnovabili programmabili:
 - prevedere un'apposita componente a copertura degli oneri di sbilanciamento, che rilevi esclusivamente ai fini della reintegrazione (componente dispacciamento); detta componente è definita secondo un'impostazione analoga a quella adottata per le unità termoelettriche, ma tenendo conto che il prezzo delle offerte relative alle unità rinnovabili programmabili è determinato in base al principio del costo evitato;
 - fissare percentuali standard per la valorizzazione della componente dispacciamento distinte da quelle già stabilite per le unità termoelettriche, così da considerare le differenze che contraddistinguono le unità rinnovabili programmabili rispetto alle unità termoelettriche sotto il profilo dello sbilanciamento;
 - stabilire che la capacità oggetto delle offerte in vendita (in acquisto) sull'MGP di ciascuna unità sia pari al prodotto tra la potenza massima in immissione (in prelievo) e il peso giornaliero, tipico della stessa unità, delle ore di funzionamento in immissione (in prelievo) alla potenza massima; in questo modo, internalizzando nell'offerta, in forma statistica, i vincoli tecnici di immissione e prelievo, si permette all'unità di realizzare i programmi di produzione (di pompaggio) con elevata probabilità, a prescindere dagli esiti del mercato, e a Terna di minimizzare le movimentazioni sul mercato dei servizi di dispacciamento, con benefici sistemici sotto il profilo della sicurezza e dell'efficienza;
 - per le due unità rinnovabili programmabili essenziali ex decreto legge n. 91/14, che sono nella disponibilità di Enel Produzione, approvare i valori del tipico peso giornaliero delle ore di funzionamento alla potenza massima, proposti dal menzionato utente;
 - modificare il criterio di determinazione del prezzo per la formulazione delle offerte, stabilendo sia che il prezzo delle offerte in vendita sia pari al massimo tra la media aritmetica dei prezzi zionali registrati sull'MGP in ore di picco (prezzo medio di picco) e il costo variabile delle unità termoelettriche contraddistinte tipicamente dal più elevato costo variabile, vale a dire le unità turbogas a ciclo aperto, sia che il prezzo delle offerte in acquisto sia pari al prodotto tra il rendimento standard dell'unità interessata (rendimento

standard) e il minimo tra la media dei prezzi zionali registrati sull'MGP in ore di fuori picco (prezzo medio di fuori picco) e il sopra citato costo variabile delle unità turbogas a ciclo aperto; questa modifica è volta ad assicurare che il differenziale tra il prezzo di vendita e il prezzo di acquisto sia sufficiente a coprire gli oneri del ciclo generazione-pompaggio, oltre che a fornire una rappresentazione del valore dell'unità interessata anche in termini di costo evitato, rispetto al valore indicativo della risorsa termoelettrica più onerosa;

- prevedere che, per la determinazione del prezzo per la presentazione delle offerte relative alle unità rinnovabili programmabili, il costo variabile rappresentativo delle unità turbogas a ciclo aperto sia calcolato secondo la metodologia applicata nell'ambito del regime alternativo degli impianti essenziali ex comma 65-*bis*.2 della delibera n. 111/06;
- stabilire che il rendimento standard di una data unità sia pari al rapporto tra la quantità di energia immessa e la quantità di energia prelevata, considerando le quantità relative al periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014 (estremi inclusi), essendo unità con cicli di produzione e pompaggio di durata non superiore alla settimana;
- prevedere che le ore di picco (fuori picco) per il calcolo del prezzo medio di picco (fuori picco) siano le sette ore, di ciascun giorno nell'arco temporale di riferimento, contraddistinte dal prezzo zonale più elevato (contenuto) sull'MGP, così da intercettare, con un approccio *ex post*, i segnali di prezzo di picco (fuori picco) espressi dal mercato;
- in considerazione della rilevanza dell'intervento Sorgente-Rizziconi per la dinamica del mercato elettrico, prevedere che Terna fornisca aggiornamenti sulla data e sulle modalità di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi con maggiore anticipo e più elevata frequenza rispetto a quanto stabilito dalla disciplina vigente; e che Terna pubblichi detti aggiornamenti;
- chiarire che, fatti salvi gli effetti di eventuali interventi indipendenti dall'Autorità e riconducibili, per esempio, a decisioni giudiziarie o scelte del legislatore, il periodo di riferimento è composto dall'insieme di ore del periodo compreso tra il giorno 1 gennaio 2015 e il giorno di entrata in operatività dell'intervento Sorgente-Rizziconi (estremi inclusi);
- per le unità rilevanti che, nel periodo compreso tra il mese di giugno 2013 e il mese di maggio 2014, hanno generato flussi energetici diversi dall'energia elettrica immessa in rete e dagli autoconsumi di produzione, precisare che i ricavi e i costi fissi rilevanti per la reintegrazione sono al netto, rispettivamente, degli eventuali ricavi derivanti dalla cessione dei menzionati flussi energetici e della quota dei costi fissi relativi ai flussi medesimi.

Servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza

Nel 2010, l'Autorità aveva disciplinato¹⁹ i servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza (c.d. "servizi di interrompibilità") per il triennio 2011-2013.

Nel giugno 2014, l'Autorità²⁰:

- ha emanato la disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza (servizi di interrompibilità), a decorrere dall'1 gennaio 2015;

¹⁹ Con la delibera 28 ottobre 2010, ARG/elt 187/10.

²⁰ Con la delibera 20 giugno 2014, 301/2014/R/eel.

- ha prorogato fino al 31 dicembre 2014 la scadenza dei vigenti contratti plurimensili, fatto salvo il diritto del titolare di recedere unilateralmente non oltre il 24 giugno 2014;
- ha previsto lo svolgimento di aste mensili per i mesi di luglio, agosto, settembre, ottobre, novembre e dicembre dell'anno 2014.

Successivamente, l'Autorità ha integrato²¹ la disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità, tenendo conto degli indirizzi emanati dal Ministero dello sviluppo economico.

Inoltre, l'Autorità ha²²:

- introdotto un'ultima innovazione alla disciplina per l'approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità;
- approvato lo schema di regolamento delle procedure di approvvigionamento a termine dei servizi di interrompibilità nel triennio 2015-2017 (regolamento) e lo schema di contratto standard per l'erogazione dei medesimi servizi (contratto standard).

La disciplina finale stabilisce le modalità e i criteri per l'assegnazione dei servizi di interrompibilità, da applicarsi a decorrere dall'1 gennaio 2015 in poi (ossia senza limiti di durata della nuova disciplina), che possono essere così schematizzati:

- a) il 75% della quantità massima dei servizi di interrompibilità definita dal Ministero dello sviluppo economico è approvvigionato tramite asta pluriennale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata pari a 36 mesi e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna. Se l'offerta aggregata supera il 100% della quantità massima definita dal ministero, si procede ad approvvigionare l'intera quantità massima con asta pluriennale;
- b) il 25% della quantità massima dei servizi di interrompibilità definita dal ministero è eventualmente approvvigionata tramite asta annuale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata pari a 12 mesi e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna;
- c) la facoltà di riacquistare definitivamente, ossia per un periodo pari ai mesi di durata residua del contratto, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna tramite l'asta pluriennale, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà;
- d) la riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto c), tramite le aste annuali di cui alla lettera b), e le aste infrannuali di cui alla lettera f);
- e) la facoltà di riacquistare definitivamente, ossia per un periodo pari ai mesi di durata residua del contratto, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna tramite l'asta annuale, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà;

²¹ Con la delibera 13 novembre 2014, 566/2014/R/eel.

²² Con la delibera 20 novembre 2014, 578/2014/R/eel.

- f) la riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto e) tramite aste infrannuali, organizzate nei mesi da gennaio a novembre (11 aste infrannuali) per prodotti di durata pari ai rimanenti $12-n$ mesi dell'anno di svolgimento dell'asta (ove n è il mese di svolgimento dell'asta) e profilati secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna;
- g) la facoltà di riacquistare definitivamente, ossia per un periodo pari ai mesi di durata residua del contratto, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna tramite aste infrannuali, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà;
- h) la riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto g), tramite le rimanenti aste infrannuali di cui al punto f);
- i) l'obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza riacquistato dalla stessa, il maggior valore fra:
- il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta in cui tale MW è stato originariamente assegnato;
 - il corrispettivo unitario mensile nell'asta (annuale o infrannuale) in cui tale MW è stato riassegnato;
- j) la facoltà di riacquistare temporaneamente, ossia per un periodo pari a un mese, la potenza interrompibile originariamente ceduta a Terna, a condizione che sia già trascorso almeno un terzo dei mesi di durata del contratto prima dell'esercizio di tale facoltà e che la medesima facoltà non sia già stata esercitata consecutivamente per un sesto dei mesi di durata del contratto o non sia già stata esercitata complessivamente per un terzo dei mesi di durata del contratto;
- k) l'eventuale riassegnazione parziale o integrale del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto j), tramite aste mensili;
- l) l'obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza rilasciato alla stessa, il maggior valore fra:
- il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta in cui tale MW è stato originariamente assegnato;
 - il corrispettivo unitario mensile fissato nell'asta mensile in cui tale MW è stato riassegnato;
- m) il pagamento in acconto di un corrispettivo mensile pari a un dodicesimo del premio annuo netto (cioè decurtato del prodotto fra il corrispettivo unitario per interruzione e dieci interruzioni standard);
- n) il pagamento in acconto di un corrispettivo mensile integrativo pari al prodotto fra il numero di interruzioni accertate da Terna nel mese e il corrispettivo unitario per interruzione;
- o) la fissazione di un tetto annuale e di un tetto mensile alle ore di indisponibilità.

Tempi di connessione alle reti

Il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica* (TIQE)²³ attualmente in vigore per il periodo di regolazione 2012-2015, fissa standard specifici per le 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 vengono riportati i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi e passivi. Le prime sono quelle richieste dagli impianti di produzione di energia elettrica alla rete di trasmissione o alle reti di distribuzione, principalmente per permettere a tali impianti di immettere energia nel sistema elettrico; le seconde, invece, sono quelle richieste da clienti finali alle reti di trasmissione o di distribuzione per permettere i prelievi di energia dal sistema elettrico. I dati relativi alla connessione degli utenti attivi con la rete di trasmissione, riportati in queste pagine, si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte da Terna, mentre i dati relativi alle connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

Le 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 2014 Terna ha ricevuto 81 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 3,6 GW, e, con riferimento a esse ha messo a disposizione 60 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,4 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 41 giorni lavorativi. Nell'ambito dei preventivi messi a disposizione, 49 di essi sono stati accettati nell'anno 2014, corrispondenti a una potenza totale di circa 2 GW; per uno di questi, corrispondente a 20 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni Tecniche Minime di Dettaglio (STMD), che non risulta non essere stata ancora accettata dal richiedente la connessione.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti di distribuzione, nell'anno 2014 le imprese distributrici²⁴ hanno ricevuto poco più di 59.400 richieste di connessione con le reti di bassa e media tensione per impianti di produzione di energia elettrica,

²³ Approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11.

²⁴ Come enunciato a inizio paragrafo si fa riferimento alle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,9 GW; nello stesso anno hanno messo a disposizione poco più di 55.200 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 1,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 14 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 25 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 43 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Circa 49.500 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2014, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 1 GW.

Nell'anno 2014, in relazione alle richieste pervenute nello stesso anno, sono state realizzate poco più di 32.000 connessioni, corrispondenti a circa 200 MW, con tempi medi di realizzazione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 2 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici²⁵;
- 53 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi²⁶.

Nell'anno 2014 l'unica impresa distributrice che ha ricevuto richieste di connessione con le reti di alta tensione per impianti di produzione di energia elettrica è stata Enel Distribuzione con 20 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 450 MW; nello stesso anno Enel Distribuzione ha messo a disposizione 11 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 320 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 30 giorni lavorativi. Nove dei preventivi messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2014, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 200 MW, e per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD; conseguentemente, nell'anno 2014 non è stata effettuata alcuna connessione con reti di alta tensione per impianti di produzione di energia elettrica aventi presentato richiesta nel medesimo anno.

In merito all'andamento delle connessioni degli utenti passivi nel 2014, sulla base di stime preliminari i dati raccolti mostrano che sono state effettuate circa 323.000 connessioni con le reti di distribuzione, quasi tutte in bassa tensione. Il tempo medio per effettuare tali allacciamenti è risultato pari a 11,4 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 7,9 giorni lavorativi. Un po' più lungo e pari a quasi 22 giorni lavorativi, è il tempo mediamente impiegato per ottenere una connessione in media tensione. Rispetto al 2013 i dati evidenziano un minor numero di richieste e un lieve aumento dei tempi di allacciamento. Ma a questo riguardo è opportuno precisare che i giorni indicati non includono il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

Nel 2014 Terna non ha effettuato alcuna connessione di clienti passivi.

²⁵ 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.

²⁶ 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.

Tavola 3.1 Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2014^(A)

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI	TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(A)
Bassa tensione	321.143	7,9
Media tensione	1.487	21,6
TOTALE	322.630	11,4

(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.

Regolamentazione della qualità tecnica dei servizi

Il TIQE, promuove il miglioramento della qualità e della continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica tramite i seguenti principali meccanismi:

- regolazione incentivante la riduzione della durata e del numero delle interruzioni;
- standard individuali per utenti in Media Tensione, differenziati per tipologia di rete e incentivo alla riduzione di quelli con eccessivo numero di interruzioni;
- standard individuali sul tempo massimo di ripristino dell'alimentazione per utenti Media Tensione e Bassa Tensione;
- avvio di un sistema di monitoraggio dei buchi di tensione.

Nel febbraio 2015 l'Autorità ha approfondito²⁷ da un punto di vista tecnico le linee di intervento esposte in una precedente consultazione²⁸ in materia di regolazione della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quinto periodo di regolazione (2016-2021) e ha esposto i criteri posti alla base delle principali linee di intervento, che riguardano principalmente:

- il superamento della distinzione tra Rete di trasmissione nazionale storica e Rete di trasmissione nazionale ex-Telat, nell'ambito della regolazione incentivante la riduzione dell'energia non servita;
- lo sviluppo di una regolazione individuale della continuità del servizio e della qualità della tensione per gli utenti in alta tensione.

In merito al servizio di distribuzione, gli orientamenti dell'Autorità riguardano principalmente:

- l'applicazione della regolazione premi/penalità alla durata delle interruzioni con riferimento ai livelli obiettivo di lungo termine fissati per il 2015;

²⁷ Con il documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel.

²⁸ Documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel.

- la conferma dell'attuale regolazione premi/penalità al numero di interruzioni, introducendo una incentivazione speciale per gli ambiti con maggiore numero di interruzioni;
- l'introduzione dei primi elementi di regolazione finalizzati alla riduzione delle interruzioni dovute a forza maggiore e delle interruzioni con preavviso;
- l'introduzione dei primi elementi di regolazione dei buchi di tensione e delle interruzioni transitorie per le reti in media tensione, nonché delle variazioni della tensione di alimentazione per quanto riguarda le reti in bassa tensione;
- l'aggiornamento di alcuni aspetti della regolazione della qualità commerciale.

Particolare attenzione verrà prestata al tema della vulnerabilità del sistema elettrico, attraverso la valutazione di sostenibilità dei meccanismi finalizzati alla decrescita dell'impatto del "fuori servizio" di ampie porzioni di reti in alta e in media tensione, in particolare a seguito di importanti ed estesi eventi meteorologici che causano interruzioni attribuibili in gran parte a causa di forza maggiore, quali:

- accelerazione del superamento del *gap* tra le linee aeree esistenti in alta e media tensione e i criteri di progetto previsti dalla norma CEI 11-4 per le nuove linee;
- rafforzamento della magliatura della rete in alta tensione nelle aree più esposte a eventi meteorologici avversi di particolare severità;
- rimozione del tetto massimo ai rimborsi agli utenti in media e bassa tensione a carico del Fondo eventi eccezionali, ponendo a carico delle imprese distributrici e di Terna l'eccedenza rispetto all'attuale tetto massimo;
- l'introduzione di elementi di regolazione incentivante mirati alla riduzione della durata delle interruzioni attribuibili a causa di forza maggiore, attraverso l'introduzione di elementi di regolazione che stimolino sia i distributori, sia Terna a una rapida ripresa del servizio.

In merito al servizio di misura, gli orientamenti dell'Autorità riguardano essenzialmente le pubblicazioni comparative della performance di tale servizio e l'introduzione di eventuali forme di penalizzazione nei confronti delle imprese distributrici meno virtuose. Specifici approfondimenti riguarderanno anche lo sviluppo della seconda generazione di *smart meter*, in relazione alla quale l'Autorità ritiene fondamentale lo sviluppo di funzionalità evolute di sistema; il tema della misura assume, infatti, rilevanza cruciale ai fini dell'incremento della capacità dei clienti finali di partecipare al mercato e, dunque, ai fini del buon funzionamento del mercato.

Regolamentazione della qualità commerciale dei servizi

Il Testo Integrato della Qualità Elettrica (TIQE) disciplina anche la qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura con riferimento alle prestazioni richieste dagli utenti. Le disposizioni prevedono standard di qualità, generali e specifici, con indennizzi automatici, obbligatori per le imprese distributrici, volti a tutelare gli utenti e a promuovere il miglioramento medio complessivo dei servizi resi su scala nazionale.

Come già ricordato poco sopra, la consultazione del febbraio 2015²⁹, ha previsto l'aggiornamento anche di alcuni aspetti della regolazione della qualità commerciale.

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.

Quadro regolatorio per le energie rinnovabili

Relativamente al quadro regolatorio per le energie rinnovabili, si rimanda al paragrafo relativo alla sicurezza e all'affidabilità delle reti.

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

Stato incentivazione fonti rinnovabili e assimilate

Anche nell'anno 2014 si è registrato un progressivo peggioramento del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (Conto A₃), rispetto all'anno precedente. Sono proseguite, inoltre, la dinamica negativa della domanda di energia elettrica già evidenziata negli anni 2012 e 2013, e la conseguente riduzione del gettito delle componenti tariffarie direttamente applicate al consumo.

Le modalità di ritiro dei certificati verdi hanno, altresì, creato presso il GSE significative esigenze finanziarie negli ultimi mesi dell'anno, per far fronte alle quali il GSE ha, dapprima, fatto ricorso alle disponibilità finanziarie di altri conti di gestione presso la CCSE, fino al limite possibile di 1,2 milioni di euro³⁰ e, una volta superato tale limite, all'indebitamento presso il sistema bancario.

Nella seconda metà del 2014 l'Autorità ha, pertanto, ritenuto opportuno disporre un adeguamento della componente tariffaria A₃, sia nel terzo, sia nel quarto trimestre 2014. In totale, nel corso del 2014, l'aliquota della componente tariffaria A₃ è stata aumentata di circa il 3% (aliquota del IV trimestre 2014 rispetto all'aliquota del IV trimestre 2013). La tavola 3.2 sintetizza gli oneri posti in capo al Conto A₃ nel 2014 (dati di preconsuntivo), confrontati con quelli del 2013.

²⁹ Documento per la consultazione 12 febbraio 2015, 48/2015/R/eel.

³⁰ Previsto dal punto 2 della delibera 30 marzo 2012, 114/2012/R/com.

Tavola 3.2 Evoluzione oneri per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate

ONERI DI COMPETENZA	2013		2014 ^(A)	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	382	3,3	334	2,5
Ritiro certificati verdi	1.409	12,0	3.218	23,9
Fotovoltaico	6.502	55,4	6.577	48,9
Ritiro dedicato	324	2,8	43	0,3
Tariffa omnicomprensiva	1.550	13,2	1.912	14,2
FER incentivi amministrati ex decreto legislativo n. 28/11	5	0,0	81	0,6
Funzionamento GSE e altro	20	0,2	10	0,1
Scambio sul posto	105	0,9	91	0,7
TOTALE RINNOVABILI	10.297	87,8	12.266	91,3
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	627	5,3	413	3,1
Oneri CO ₂ assimilate	80	0,7	38	0,3
Copertura certificati verdi assimilate	55	0,5	57	0,4
Risoluzione CIP6	450	3,8	633	4,7
TOTALE ASSIMILATE	1.430	12,2	1.173	8,7
Conguagli CIP6 per effetto di contenziosi e deroghe	11.727	100,0	13.439	100,0
TOTALE ONERI A₃	382	3,3	334	2,5

(A) Dati pre-consuntivi.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GSE.

Avvio di procedimento relativo al nuovo periodo tariffario

Nell'ottobre 2014 l'Autorità ha avviato un procedimento³¹ per la revisione delle tariffe e della qualità dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché delle condizioni tecnico-economiche del servizio di connessione per il periodo di regolazione che decorrerà dall'1 gennaio 2016.

Tale procedimento si svolge:

- tenendo conto degli sviluppi connessi al procedimento avviato³² in attuazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che recepisce la direttiva europea sull'efficienza energetica, relativamente alla riforma delle tariffe dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché delle componenti a copertura degli oneri generali di sistema per le utenze domestiche in bassa tensione;
- in parallelo al procedimento avviato³³ per la revisione delle modalità di determinazione e di aggiornamento del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), con l'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC stesso per i servizi regolati dei settori elettrico e del gas, a eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui il parametro β che

³¹ Con la delibera 9 ottobre 2014, 483/2014/R/eel.³² Con la delibera 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr.³³ Con la delibera 4 dicembre 2014, 597/2014/R/com.

esprime il livello specifico di rischio del singolo servizio e il peso di capitale proprio e capitale di debito impiegati per la ponderazione (rapporto D/E);

All'inizio del 2015 l'Autorità ha presentato³⁴ l'inquadramento generale e ha esposto i criteri alla base delle principali linee di intervento che intende sviluppare nel corso del procedimento.

Con riferimento all'inquadramento generale, le disposizioni devono tenere conto di alcuni fenomeni che incidono significativamente sulle modalità di gestione e di utilizzo delle reti. Tra questi, in particolare:

- l'evoluzione della domanda elettrica che negli ultimi anni ha registrato un sensibile calo per effetto della congiuntura economica, dello sviluppo della generazione distribuita e degli autoconsumi, dello sviluppo di elettrotecnologie efficienti, nonché del miglioramento dell'efficienza energetica;
- gli impatti sulla rete connessi allo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili e della generazione distribuita.

Nel corso del 2015 sono previsti specifici documenti per la consultazione sui temi oggetto del procedimento e incontri di approfondimento tematico con gli *stakeholders*, in modo da definire il provvedimento conclusivo entro la fine dell'anno.

Tariffe e incentivazione degli investimenti per il servizio di trasmissione

Alla fine del 2014 l'Autorità ha aggiornato³⁵ per l'anno 2015 le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione dell'energia elettrica, sulla base dei criteri di regolazione tariffaria vigenti per il periodo di regolazione 2012-2015³⁶, prevedendo in particolare di:

- rideterminare i volumi di riferimento per il calcolo della componente CTR (corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica sulla Rete di trasmissione nazionale (RTN) per le imprese distributrici), assumendo i dati di consuntivo relativi agli ultimi dodici mesi disponibili come miglior stima per i volumi del servizio di trasmissione previsti per l'anno 2015;
- ammettere alla remunerazione tariffaria gli investimenti connessi alla realizzazione dell'interconnessione tra Italia e Balcani relativi anche a opere ubicate oltre i confini nazionali, in virtù dell'Accordo intergovernativo tra Italia e Montenegro.

Nell'2013 l'Autorità ha individuato³⁷ gli interventi di sviluppo della RTN strategici per il sistema elettrico nazionale per il periodo 2012-2015, inclusi nella tipologia I=3³⁸, e le relative *milestone* e

³⁴ Nel documento per la consultazione 15 gennaio 2015, 5/2015/R/eel.

³⁵ Con la delibera 23 dicembre 2014, 653/2014/R/eel.

³⁶ Approvati con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11, *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'erogazione dei servizi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica* (TIT).

³⁷ Con la delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel.

³⁸ La categoria I=3 comprende gli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intra-zonali e gli investimenti volti a incrementare la *Net Transfer Capacity* (NTC) sulle frontiere elettriche.

date obiettivo, in coerenza con il principio di selettività, con particolare riferimento agli interventi volti a risolvere le principali congestioni presenti nel sistema elettrico italiano. Nel giugno dello scorso anno l'Autorità ha, quindi, accertato³⁹ lo stato di raggiungimento delle *milestone* degli investimenti strategici di sviluppo della RTN relativi al secondo semestre dell'anno 2014 e, verificando il superamento della soglia per l'accesso all'incentivazione⁴⁰, ha disposto il riconoscimento, al gestore del sistema di trasmissione, dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2013, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2015.

Alla fine del 2014, inoltre, l'Autorità ha aggiornato⁴¹ il perimetro degli investimenti I=3, le relative *milestone* e le date obiettivo⁴², sulla base della proposta formulata da Terna, prevedendo di sospendere provvisoriamente dal novero degli interventi I=3:

- l'intervento "Razionalizzazione 380 kV tra Venezia e Padova", per tener conto dell'esigenza, rappresentata dal gestore del sistema di trasmissione, di procedere a una nuova pianificazione di massima dell'intervento a causa delle criticità di carattere autorizzativo riscontrate;
- l'intervento "Interconnessione HVDC Italia – Balcani", al fine di tener conto delle criticità e delle incertezze autorizzative e realizzative rappresentate dal gestore del sistema di trasmissione. L'Autorità ha, inoltre, previsto la successiva riammissione dell'intervento al trattamento incentivante, in esito a una valutazione positiva della configurazione tecnica, economica e temporale dell'intervento stesso aggiornata in esito alla risoluzione delle suddette criticità, nonché della miglior definizione delle opportunità di riduzione dell'impatto tariffario dell'intervento (quali il regime degli *interconnector* o l'accesso a sostegno finanziario dell'Unione europea).

Tariffe per il servizio di distribuzione

Con riferimento al servizio di distribuzione, l'Autorità ha definito⁴³ a fine 2011 il quadro della regolazione tariffaria per l'accesso e l'uso delle reti di distribuzione di energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015, confermando, in coerenza con i precedenti periodi di regolazione, il "disaccoppiamento" tra la tariffa unica pagata dai clienti finali (c.d. "tariffa obbligatoria") e le tariffe percepite dai distributori a copertura dei costi del servizio (c.d. "tariffe di riferimento").

Nel mese di aprile 2014 l'Autorità ha dapprima definito⁴⁴ le tariffe di riferimento per il servizio di distribuzione per l'anno 2014. Poi, alla fine dell'anno, ha disposto l'aggiornamento per l'anno 2015: delle tariffe obbligatorie per i clienti finali non domestici, delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione⁴⁵, nonché i corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali domestici⁴⁶.

³⁹ Con la delibera 6 giugno 2014, 259/2014/R/eel.

⁴⁰ Definita al comma 27.3 del *Testo Integrato Trasporto* (TIT), in coerenza con le disposizioni di cui all'art. 29 dello stesso TIT.

⁴¹ Con la delibera 23 dicembre 2014, 654/2014/R/eel.

⁴² Approvate con la delibera 40/2013/R/eel.

⁴³ Con la delibera ARG/elT 199/11.

⁴⁴ Con la delibera 3 aprile 2014, 154/2014/R/eel.

⁴⁵ Con la delibera 11 dicembre 2014, 610/2014/R/eel.

⁴⁶ Con la delibera 23 dicembre 2014, 655/2014/R/eel.

Procedimento di revisione delle tariffe domestiche

Nel 2013 l’Autorità aveva avviato⁴⁷ un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per l’erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell’energia elettrica per le utenze domestiche in bassa tensione, nonché di revisione dell’articolazione delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali del sistema elettrico. A seguito dell’emanazione del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che recepisce la direttiva europea sull’efficienza energetica, quel procedimento è stato però assorbito in un nuovo e più ampio procedimento⁴⁸, avviato nel mese di agosto 2014 appunto per l’attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo.

Tra le disposizioni del decreto legislativo, assume particolare rilievo l’art. 11, comma 3, in virtù del quale l’Autorità è chiamata ad adeguare 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).

Il procedimento di riforma delle tariffe ha già previsto:

- lo svolgimento di un seminario (6 ottobre 2014) rivolto alle associazioni dei consumatori, ambientaliste e degli operatori, finalizzato a condividere un quadro informativo comune, a illustrare gli elementi fondamentali della riforma, nonché a raccogliere idee e suggerimenti;
- la pubblicazione del primo documento per la consultazione⁴⁹ che illustra le possibili opzioni regolatorie (secondo la metodologia di Analisi di impatto della regolazione – AIR) per la riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema, applicate ai clienti domestici di energia elettrica;
- l’incontro con i rappresentanti delle associazioni dei consumatori per chiarire i contenuti del documento e raccogliere le prime considerazioni su di esso.

La consultazione del febbraio 2015 prende le mosse da un’analisi preliminare degli attuali consumi elettrici domestici e dei possibili scenari evolutivi dell’attuale struttura delle tariffe domestiche, rimasta sostanzialmente invariata per quarant’anni a fronte di una evoluzione dei consumi, delle tecnologie e del mercato dell’energia. Tale struttura, basata su due tariffe fortemente progressive, differenziate in base alla condizione di residenza anagrafica e al valore della potenza impegnata, non è ormai non più in grado di soddisfare efficacemente le originarie esigenze di equità sociale e, al contempo, non stimola né l’adozione di comportamenti virtuosi, né l’installazione di apparecchiature ad alta efficienza energetica.

Gli aspetti in cui la riforma si articola sono:

- la struttura dei corrispettivi unitari delle tariffe;

⁴⁷ Con la delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel.

⁴⁸ Avviato con la delibera 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr.

⁴⁹ Documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel.

- la definizione di nuovi indicatori di *benchmark* per il superamento dell'unico cliente tipo elettrico;
- la distinzione tariffaria tra clienti con e senza residenza anagrafica;
- la gradualità della transizione;
- la ridefinizione dei livelli di potenza contrattualmente impegnata;
- il limite di potenza disponibile;
- il corrispettivo di modifica del livello di potenza impegnata;
- i nuovi criteri per il bonus sociale.

Con riferimento alla definizione di nuovi indicatori di *benchmark*, in sostituzione dell'unico cliente tipo utilizzato da anni per valutare gli impatti tariffari sui consumi domestici di elettricità, l'Autorità propone di definire sei nuovi *benchmark*, che permettano di valutare la spesa domestica per i prelievi di energia elettrica in differenti condizioni di consumo e di potenza contrattualmente impegnata, anche allo scopo di favorire la consapevolezza sui vari elementi di costo che compongono la spesa complessiva.

Riguardo la struttura dei corrispettivi unitari delle tariffe e la differenziazione tariffaria tra clienti con e senza residenza anagrafica, il documento presenta quattro opzioni alternative, tutte caratterizzate dalla totale eliminazione della progressività, come richiesto dal legislatore.

Le diverse opzioni si differenziano, in considerazione della struttura della parte di tariffa relativa ai servizi di rete (affinché rifletta i costi), della struttura della parte di tariffa a copertura degli oneri generali di sistema e dell'eventuale mantenimento di una differenziazione tra clienti con e senza residenza anagrafica. Per ciascuna opzione, il documento fornisce una valutazione dei benefici in termini multiobiettivo secondo la metodologia AIR, considerando, per ciascuna opzione: la conformità al decreto legislativo n. 102/14, che ha fissato i criteri di recepimento della direttiva europea sull'efficienza energetica, l'accettabilità diffusa (ossia la variazione di spesa conseguente), il conseguimento degli obiettivi di efficienza energetica, lo stimolo a comportamenti virtuosi, la semplificazione, la prevedibilità e gli effetti di redistribuzione degli oneri generali.

Relativamente alla gradualità della transizione, che rappresenta un importante ammortizzatore degli effetti per tutti i clienti domestici, le leve a disposizione dell'Autorità portano a individuare un percorso – che sarà oggetto di una seconda consultazione entro l'estate 2015 – il quale, partendo dall'1 gennaio 2016, si potrà sviluppare progressivamente nell'arco di due anni, consentendo di portare a regime la nuova struttura tariffaria dall'1 gennaio 2018.

Particolare attenzione viene, inoltre, prestata al tema dell'impegno di potenza. Oggi, circa il 90% delle famiglie italiane ha concluso un contratto di fornitura con 3 kW di potenza impegnata, sia perché un impegno di potenza superiore comporterebbe l'applicazione della tariffa applicata ai non residenti (più alta di quella residenziale), sia perché, a seguito di un accordo volontario sottoscritto nel 2003 tra Enel e le principali associazioni di consumatori, la potenza effettivamente prelevabile per tre ore consecutive può arrivare fino a 4,2 kW senza l'intervento del limitatore di potenza.

L'Autorità ritiene auspicabile giungere a una tendenziale omogeneità di trattamento dei clienti finali con la medesima potenza contrattualmente impegnata, indipendentemente dal distributore alle reti del quale sono connessi, avendo particolare cura per l'aspetto della consapevolezza della scelta del consumatore, in modo tale che quest'ultimo possa agevolmente individuare il livello di

potenza più adeguato alle proprie necessità. Al riguardo, la consultazione delinea il possibile aumento del costo unitario attribuito alla potenza impegnata, anche in ragione del fatto che esso rappresenta il principale fattore che determina i costi di rete. Pertanto, la scelta del livello ottimale di potenza impegnata contrattualmente diviene elemento significativo anche ai fini di possibili aggiustamenti del livello di potenza sia in aumento (per permettere l'utilizzo contemporaneo di nuovi apparecchi), sia in diminuzione (con il vantaggio di ridurre la spesa annuale per coloro i quali non abbiano esigenze particolari di contemporaneità dei prelievi).

Affinché ciò possa avvenire, si rendono necessari: la disponibilità per i clienti finali di informazioni significative sui prelievi effettivi di potenza, una maggiore granularità dei livelli di potenza contrattualmente impegnabili e una minimizzazione dei costi di transizione da un livello di potenza contrattualmente impegnata a un altro. Con riferimento a questi aspetti, il documento presenta e valuta, secondo la metodologia AIR, tre opzioni tese a privilegiare una scelta consapevole da parte dei consumatori in relazione al livello di potenza più adeguato alle loro esigenze.

Relativamente al bonus sociale, nel documento per la consultazione sono prospettate alcune ipotesi di possibili interventi correttivi alla disciplina, che integrano le proposte già formulate dall'Autorità nella segnalazione al Governo e al Parlamento del giugno 2014⁵⁰.

Le diverse ipotesi sono finalizzate ad accrescere la platea dei beneficiari la percentuale di risparmio per i titolari (dal 20% della spesa al netto delle imposte, al 30% o al 40% per tutti i beneficiari), ad articolare i bonus e la percentuale di risparmio in funzione del profilo di consumo del cliente e della numerosità del nucleo familiare (per garantire che anche in presenza della riforma sia introdotto un livello di spesa maggiore dell'attuale), nonché a ridurre le componenti fiscali (accisa) o parafiscali (oneri generali) in funzione degli incrementi di spesa correlati alla riforma delle tariffe elettriche.

Sperimentazione tariffaria per le pompe di calore utilizzate come unico sistema di riscaldamento

A partire dall'1 luglio 2014, l'Autorità ha dato piena attuazione⁵¹ alla sperimentazione tariffaria per i clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento della propria abitazione di residenza. La sperimentazione prevede che a questi clienti vengano applicate tariffe elettriche non progressive (la cd. "tariffa D₁" per quanto riguarda le componenti tariffarie a copertura dei servizi di trasmissione, di distribuzione e di misura).

Nella sperimentazione sono stati definiti, altresì, i requisiti di accesso per i clienti, le condizioni economiche applicabili ai clienti aderenti e le procedure operative che le imprese devono seguire per informare i clienti, per raccogliere e analizzare le richieste di adesione e per monitorare i prelievi di energia elettrica dei clienti aderenti. Sono stati poi pubblicati i fac simile della modulistica utilizzabile da parte dei clienti interessati e formati standard per la raccolta dei dati anagrafici e di monitoraggio. Da ultimo, tramite la creazione di un'apposita sezione sul proprio sito internet, l'Autorità ha inteso fornire massima visibilità a questa iniziativa, rendendo disponibili ai consumatori chiarimenti pratici e risposte alle domande più frequenti.

⁵⁰ Segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/I/com, nella quale l'Autorità ha fatto delle proposte relativamente ai criteri di accesso all'agevolazione, alla platea dei destinatari e ai criteri di definizione della compensazione.

⁵¹ Con la delibera 8 maggio 2014, 205/2014/R/eel.

Nei mesi di dicembre 2014 e gennaio 2015, si è svolta la prima raccolta dei dati anagrafici e di prelievo elettrico inerenti ai clienti che avevano aderito alla sperimentazione. L'accesso dei clienti domestici alla sperimentazione tariffaria sarà possibile fino al 31 dicembre 2015, mentre il monitoraggio proseguirà anche per tutto il 2016. In particolare, la futura evoluzione del gruppo di clienti aderenti e dei relativi prelievi di energia elettrica verrà monitorata per mezzo di quattro ulteriori raccolte dati, da svolgersi nei mesi di giugno e dicembre 2015, giugno 2016 e febbraio 2017.

Successivamente al 31 dicembre 2015, qualora la tariffa D₁ non venga applicata a tutti i clienti domestici, saranno applicate ai clienti aderenti alla sperimentazione condizioni economiche in grado di garantire uno scostamento minimo rispetto al mero aggiornamento della tariffa D1.

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 2014 l'Autorità non ha avviato né concluso, nel settore elettrico procedimenti volti all'accertamento di violazioni della disciplina in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile.

3.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Accesso alle infrastrutture e gestione delle congestioni - Iniziative regionali elettriche

Nel corso del 2014 l'Autorità ha continuato a partecipare attivamente alle iniziative regionali, il cui obiettivo ultimo rimane quello di favorire il raggiungimento dell'integrazione del mercato interno europeo dell'energia, in particolare tramite il coordinamento e la promozione di progetti di *early implementation* dei Codici di rete su base volontaria.

Il 5 dicembre 2014, gli Stati membri dell'Unione europea hanno approvato, attraverso la procedura di Comitologia, il regolamento europeo che istituisce il Codice di rete europeo relativo ai meccanismi di assegnazione della capacità e di gestione delle congestioni nei sistemi di trasporto dell'energia elettrica, redatto da ENTSO-E.

Il c.d. *Target Model Elettrico* in esso contenuto descrive i principi in base ai quali dovrà essere calcolata e allocata la capacità di trasporto transfrontaliera nei diversi orizzonti temporali: allocazioni di lungo termine (annuali e mensili), giornaliere e infragiornaliere. Parallelamente alla sua definizione iniziata nel 2011, ACER ha istituito dei progetti di dimensione sovranazionale coordinati dai regolatori nazionali e, per ognuno di essi (relativi ai vari orizzonti temporali sopra citati), è stata definita una *Cross-Regional Roadmap*. In particolare:

- implementazione del *market coupling* dei Mercati del giorno prima;
- mercato a negoziazione continua per l'allocazione implicita della capacità infragiornaliera;
- piattaforma europea per l'allocazione dei diritti di trasmissione di lungo termine;
- metodo *flow-based* per il calcolo delle capacità;

- progetti pilota per l'integrazione dei Mercati di bilanciamento.

Nel corso del 2014 sono stati raggiunti importanti traguardi, con riferimento all'integrazione dei Mercati del giorno prima, per mezzo del *market coupling* (allocazione implicita della capacità transfrontaliera). Il 4 febbraio è stato, infatti, lanciato con successo il *market coupling* della regione Nord-Ovest (composta da Francia, Olanda, Belgio, Lussemburgo, Germania, Gran Bretagna e Scandinavia), cui si è aggiunta la regione Sud-Ovest (Spagna e Portogallo) in maggio. Il progetto di *coupling*, ridefinito *multi-regional coupling* (MRC), coinvolgeva a maggio 2014 ben 17 Paesi e il 70% della domanda elettrica europea.

Nel luglio 2014 l'Autorità italiana ha pubblicato un documento per la consultazione che ne prevedeva l'attuazione sulla frontiera settentrionale del Paese, permettendo così anche alla regione Centro-Sud (coordinata dall'Autorità italiana stessa e composta da Italia, Austria, Francia, Germania, Slovenia, Grecia e dalla Svizzera quale Paese osservatore) l'adesione al *coupling* europeo. Il 24 febbraio 2015 il progetto è stato lanciato anche sulle frontiere Italia-Francia, Italia-Austria e Italia-Slovenia.

Un altro importante risultato è stato ottenuto a dicembre 2014, quando gli azionisti delle due più importanti piattaforme europee attive nell'allocazione dei diritti di lungo termine della capacità di trasporto (CASC, cui partecipa Terna, e CAO) hanno trovato un accordo per raggiungere la fusione delle due società in un'unica società (denominata *Joint Auction Office*), che gestirà l'allocazione dei diritti di lungo termine per la quasi totalità dei confini europei. ACER sta promuovendo, da parte di ENTSO-E, lo sviluppo di regole d'asta il più possibile armonizzate sui diversi confini nazionali; le regole, che sono sottoposte alla consultazione degli operatori, rappresentano un ulteriore passo verso un mercato europeo davvero integrato.

Con riferimento al bilanciamento – dove non è ancora stato definito un vero modello di mercato di riferimento – ACER ha promosso l'implementazione di una serie di progetti pilota che permetteranno di acquisire un bagaglio di esperienze e di *know-how* utili per la realizzazione di un Mercato del bilanciamento veramente integrato a livello sovranazionale. In particolare, Terna partecipa al progetto TERRE unitamente ai gestori di Francia, Spagna, Portogallo e Regno Unito, finalizzato allo scambio di prodotti di riserva terziaria. Nel corso del 2014 è stato lanciato un *Balancing pilot projects stakeholders group*, da parte di ENTSO-E, che ha lo scopo di monitorare i progressi delle diverse iniziative.

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

Ai sensi dell'art. 36 del decreto legislativo n. 93/11, che recepisce la direttiva 2009/72/CE nell'ordinamento nazionale, il gestore del sistema di trasmissione, entro il 31 gennaio di ciascun anno, predispone un Piano decennale di sviluppo della RTN; l'Autorità è tenuta a effettuare una consultazione pubblica su tale Piano, rendendone pubblici i risultati e trasmettendone gli esiti al Ministro dello sviluppo economico.

L'Autorità ha adottato⁵² specifiche disposizioni in relazione alle modalità di consultazione pubblica dello schema di Piano decennale di sviluppo della RTN, ai sensi dell'art. 36, comma 13, del decreto

⁵² Delibera del 22 marzo 2012, 102/2012/R/eel.

legislativo n. 93/11; ciò in considerazione del fatto che le tematiche oggetto della consultazione presentano un elevato livello di complessità e di rilevanza strategica ai fini dello sviluppo del sistema elettrico.

Nel mese di luglio 2014, l'Autorità ha reso disponibile sul proprio sito internet, ai fini della consultazione, gli Schemi di Piano decennale di sviluppo della Rete di trasmissione nazionale relativi agli anni 2013 e 2014. Nell'ambito della consultazione, è stata organizzata dal gestore di rete una sessione pubblica di presentazione degli schemi di Piano 2013 e 2014 da parte di Terna, per fornire ai soggetti interessati, rappresentativi del sistema elettrico, chiarimenti e informazioni su quesiti specifici.

Il procedimento di valutazione degli schemi è in corso.

Coordinamento internazionale con altri regolatori e con ACER

Nel corso del 2014 l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei sia a livello multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER), il Consiglio europeo dei regolatori dell'energia (CEER) e le Iniziative regionali, sia attraverso incontri bilaterali organizzati *ad hoc* per approfondire la discussione su tematiche di comune interesse. Tale attività è finalizzata alla definizione di regole trasparenti ed efficaci per la promozione di un mercato europeo dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, come richiesto dal Terzo pacchetto energia⁵³.

Agenzia europea per la cooperazione dei regolatori dell'energia

Fin dalla costituzione di ACER, ai sensi del regolamento (CE) 713/2009, l'Autorità ha sempre partecipato attivamente ai dibattiti, interni alla stessa istituzione, sulle principali tematiche relative all'integrazione dei mercati energetici e alla definizione delle nuove regole europee, sia nei gruppi di lavoro, sia nel Comitato dei regolatori.

Con riferimento al settore elettrico, per l'anno appena trascorso si segnala il particolare coinvolgimento dell'Autorità nell'attività per la definizione dei Codici di rete europei⁵⁴ svolta dai gruppi di lavoro di ACER, che ha portato alla definizione dei seguenti documenti:

- raccomandazione ACER (maggio 2014) alla Commissione europea per l'adozione del Codice di rete per l'allocatione delle capacità di lungo termine, che fornisce anche per il medio e il lungo termine un quadro armonizzato e coerente con le regole di allocatione europee del giorno prima e più a ridosso del tempo reale in via di definizione;
- raccomandazione ACER (luglio 2014) alla Commissione europea per l'adozione del Codice di rete per le connessioni in alta tensione e corrente diretta/continua, che specifica i requisiti per le connessioni di lunga distanza fra diverse zone sincronizzate e parchi di generazione in corrente continua, come i parchi eolici *offshore*;
- opinione ACER (marzo 2014) al Codice di rete per il bilanciamento proposto da ENTSO, che definisce le modalità con cui le risorse per il bilanciamento della rete elettrica, disponibili a

⁵⁴ Disponibili sul sito di ACER, al seguente link:

⁵⁴ Disponibili sul sito di ACER, al seguente link:

http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Activities/FG_code_development/Electricity.

livello europeo, possono essere messe a fattor comune secondo regole di mercato, una volta accertata la fattibilità tecnica, in modo tale da garantire l'equilibrio fisico tra la domanda e l'offerta di energia e, di conseguenza, la gestione in sicurezza della rete.

In vista dell'approvazione da parte degli Stati membri secondo la procedura di Comitologia, gli Uffici dell'Autorità hanno continuato a lavorare allo sviluppo dei Codici di rete, relativamente ai quali ACER aveva già fornito, nel 2013, la raccomandazione alla Commissione europea (cfr. l'*Annual Report 2014*). Si fa riferimento alle *Linee guida per l'allocazione della capacità e gestione delle congestioni*, al Codice per la connessione con la rete di distribuzione o trasmissione da parte dei consumatori o dei produttori di energia e a quello per la sicurezza nella gestione dei sistemi elettrici.

Sempre in ambito ACER, nel corso del 2014 si è svolta un'intensa attività legata all'implementazione del regolamento (CE) 347/2013 per le infrastrutture energetiche, in particolare, per la preparazione della lista dei progetti di interesse comunitario (PIC) avviata nell'autunno 2014 e per la valutazione dei criteri per le analisi costi/benefici proposti dagli ENTSO alle regole di allocazione transfrontaliera dei costi dei progetti infrastrutturali. I regolatori hanno supportato, inoltre, ACER nell'emanazione di:

- un'opinione del gennaio 2014 sulle *Linee guida della metodologia di analisi costi/benefici* proposta da ENTSO-E per il settore elettrico;
- una raccomandazione ACER del 27 giugno 2014 sugli incentivi per i PIC e una metodologia comune per la valutazione dei rischi di tali investimenti.

Nel corso del 2014, l'Autorità ha assunto anche un ruolo di guida nel gruppo di lavoro ACER mirato a favorire lo sviluppo di un approccio coordinato nell'implementazione del regolamento REMIT. Questo ha consentito: lo sviluppo di un *Memorandum* di collaborazione fra ACER e i regolatori nazionali; la definizione di protocolli per la condivisione dei dati fondamentali di riferimento per il monitoraggio; la definizione di *Linee guida* relative ai registri delle transazioni e delle procedure di monitoraggio europeo. Il gruppo, guidato congiuntamente dalle Autorità italiana e tedesca, ha anche collaborato intensamente con la Commissione europea per la finalizzazione degli *Atti di implementazione del regolamento*, approvati il 17 dicembre 2014, che hanno permesso l'avvio, nel 2015, delle attività di sorveglianza. Per favorire la cooperazione operativa fra ACER e regolatori in questa seconda fase attuativa del processo, l'ACER ha istituito un apposito gruppo di coordinamento costituito da rappresentanti delle singole Autorità nazionali.

L'Autorità italiana ha, infine, attivamente partecipato ai lavori per la predisposizione della raccomandazione dell'ACER, condivisa con il CEER, *Energy regulation a Bridge to 2025 (Bridge 2025)*, pubblicata, dopo un processo di ampia consultazione con gli *stakeholders*, il 19 settembre 2014.

Al di là delle priorità immediate date dall'esigenza di completare l'implementazione delle misure del Terzo pacchetto energia, il documento *Bridge to 2025* identifica le principali sfide poste sia dal cambiamento tecnologico, sia dal cambiamento strutturale dei settori dell'energia all'ingrosso e al dettaglio europei e le necessarie risposte regolatorie nel medio termine. Queste, definite in 16 specifiche proposte di intervento, riguardano il mercato all'ingrosso elettrico e del gas naturale, il mercato al dettaglio, la regolazione delle reti di distribuzione e la protezione dei consumatori, e costituiscono le *Linee strategiche guida* per i regolatori europei, destinate a trovare attuazione nei

programmi di lavoro di ACER e CEER. Infine, il documento affronta anche il tema della *governance* della regolazione europea definita dal Terzo pacchetto energia che individua otto proposte, rivolte primariamente alla Commissione europea, per rafforzare la cooperazione dei regolatori nazionali, consolidando al contempo i compiti di controllo dell'ACER sugli operatori di rete e bilanciando interessi europei e nazionali.

Consiglio europeo dei regolatori dell'energia

Il CEER, l'associazione indipendente delle Autorità nazionali di regolazione energetica, raggruppa tra i suoi membri non solo i rappresentanti dei Paesi dell'Unione europea, ma anche quelli di Norvegia e Islanda e, in qualità di *observer*, di Svizzera, Montenegro e FYROM – Repubblica di Macedonia. All'Autorità italiana è stata confermata nel marzo 2015 la vice-Presidenza del CEER e quindi un ruolo nel Board, organo direttivo dell'associazione.

A seguito dell'istituzione di ACER, il CEER ha riorganizzato il proprio ambito di lavoro rendendolo complementare a quello dell'ACER, concentrandosi sui temi più rilevanti per assicurare la corretta integrazione dei mercati nazionali dell'energia che, al momento, non trovano copertura nel mandato istituzionale affidato ad ACER. Le priorità strategiche indicate nel programma di lavoro del CEER riguardano lo sviluppo di:

- mercati energetici coerenti con gli obiettivi del mercato interno al 2014;
- contributi al dibattito sulle energie rinnovabili e sulle politiche energetiche istituzionali europee;
- una visione del ruolo futuro degli operatori della distribuzione in un contesto dal forte cambiamento tecnologico e strutturale;
- contributi allo sviluppo di reti, consumatori e mercati *smart*;
- mercati energetici europei che mettano al centro le esigenze dei consumatori;
- cooperazione internazionale e dialogo tra regolatori.

Per quanto riguarda lo sviluppo di mercati coerenti con gli obiettivi del mercato interno dell'energia, l'Autorità ha contribuito al terzo *Rapporto Annuale* ACER-CEER di monitoraggio dei mercati dell'energia elettrica e del gas, presentato al Parlamento europeo il 22 ottobre 2014.

Ha altresì partecipato, per quanto riguarda il settore elettrico, alle attività inerenti alle raccomandazioni sulla valutazione della adeguatezza della generazione, alla definizione degli strumenti regolatori per la promozione della flessibilità dal lato della domanda e alla disamina degli schemi per la promozione delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica in Europa.

Lo sviluppo di reti, contatori e mercati "intelligenti" rientra fra le priorità del CEER, cui questa Autorità ha sempre fornito un significativo contributo in particolare quest'anno con supporto fornito dagli Uffici al rapporto sugli approcci regolatori per lo sviluppo delle *smart grids* e a quello sui sistemi di stoccaggio elettrico. Di particolare importanza nell'anno appena trascorso, l'impegno specifico dell'Autorità nella guida del gruppo di lavoro sul ruolo futuro dei distributori, che ha portato alla pubblicazione del documento per la consultazione *The Future Role of DSOs – A CEER Public Consultation Paper*, pubblicato nel dicembre 2014. Il documento parte dalla considerazione, formulata con chiarezza nelle conclusioni del *Bridge to 2025* sopracitato, secondo cui i distributori devono progressivamente assumere un ruolo di facilitatore neutrale del mercato. Esso analizza le

diverse attività, ulteriori rispetto a quelle tradizionali, in cui può essere necessario o opportuno un coinvolgimento dei distributori, con particolare riferimento ai servizi di flessibilità lato domanda. Prendendo atto della straordinaria eterogeneità esistente nel settore della distribuzione di energia elettrica e del gas naturale, in termini di numero, dimensione, struttura delle imprese distributrici, profilo delle attività svolte e anche di disegno regolatorio, si presuppone che non esista un approccio unico e che sia necessario sviluppare un metodo guida per quadro di riferimento, adattabile alle diverse situazioni.

Nell'anno appena trascorso, l'Autorità italiana ha anche contribuito a consolidare la posizione internazionale del CEER nella collaborazione con le Autorità dei Paesi non appartenenti all'Unione europea e nello scambio di informazioni e di *best practices* regolatorie, fra cui gli incontri organizzati dal CEER nel 2014 con MEDREG (*Association of Mediterranean Energy Regulators*) e NARUC (*National Association of Regulatory Utility Commissioners – USA*). Nel gennaio 2015 l'Autorità ha preso il ruolo di co-chair del gruppo che cura le relazioni strategiche internazionali del CEER.

Rapporti e iniziative con Paesi non appartenenti all'Unione Europea

Come negli scorsi anni, l'Autorità ha continuato a dare impulso al proprio impegno in ambito internazionale mantenendo costante l'attività di dialogo e cooperazione istituzionale a livello multilaterale e bilaterale, per favorire l'armonizzazione delle regole europee con quelle dei Paesi che, pur non facendo parte dell'Unione, ne rappresentano gli interlocutori privilegiati in campo energetico, rafforzando così il proprio ruolo di regolatore di riferimento, in particolare, nella regione dei Balcani e nel bacino del Mediterraneo.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2014 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT)⁵⁵ attraverso la partecipazione alle riunioni dell'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB) e dei suoi gruppi di lavoro: *Electricity Working Group* (EWG), *Gas Working Group* (GWG) e *Customer and Retail Market Working Group* (CRWG), nonché ai *fora*⁵⁶ sull'energia elettrica e sul gas, che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con gli *stakeholders* del settore e guidare il processo di integrazione

⁵⁵ Il Trattato istitutivo della Comunità energetica del Sud-Est Europa è stato firmato il 25 ottobre 2005 ad Atene ed è entrato in vigore l'1 luglio 2006. La finalità generale dell'EnCT è la creazione di un contesto regolatorio di carattere macroregionale, stabile e armonizzato, nella prospettiva di una completa implementazione dell'*acquis* comunitario in materia energetica, della creazione di un mercato energetico regionale e della sua integrazione nel mercato interno dell'Unione europea. A tale fine, l'EnCT individua tra gli obiettivi principali: attrarre investimenti, facilitare gli scambi di energia, aumentare la concorrenza tra gli operatori, garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e migliorare le condizioni ambientali nei Paesi aderenti. Le parti del Trattato EnCT sono: Albania, Bosnia Erzegovina, ex Repubblica Jugoslava di Macedonia, Kosovo, Moldavia, Montenegro, Serbia, Ucraina. Le istituzioni principali, disciplinate nel Trattato, sono: *Ministerial Council* (MC), *Permanent High Level Group* (PHLG) – entrambi organismi di carattere governativo – ed ECRB. Quest'ultimo, in particolare, riunisce i rappresentanti delle Autorità di regolazione degli otto Paesi firmatari (*Contracting Parties*) dell'EnCT, un rappresentante della Commissione europea (nel ruolo di Vice-Presidente), un rappresentante dell'ACER e dei Paesi dell'Unione europea aderenti su base volontaria all'EnCT (*Participants*), che a tutt'oggi sono 16, fra i quali anche l'Italia. Compito principale di ECRB è fornire pareri e raccomandazioni agli *stakeholders* e alle istituzioni politiche del Trattato su aspetti relativi al quadro regolatorio e su altre questioni afferenti a esso. Inoltre l'ECRB assolve a un ruolo di riferimento per la regolazione nel mercato energetico dei Balcani.

⁵⁶ I *fora* dei settori dell'elettricità e del gas sono riunioni annuali di tutte le istituzioni dell'*Energy Community*, promossi in cooperazione con la Commissione europea, cui partecipano rappresentanti di regolatori, gruppi d'interesse industriale e dei consumatori, finanziatori, mondo accademico. Le conclusioni dei *fora*, adottate per *consensus*, sono trasmesse ai ministri degli Stati aderenti.

regionale. In tali contesti, l'Autorità ha partecipato alle riunioni plenarie dell'ECRB, ai *fora* e alle riunioni dei tre Gruppi di lavoro.

L'anno trascorso è stato particolarmente significativo per l'avvio del processo di riforma del Trattato dell'*Energy Community*⁵⁷. Il processo di riforma istituzionale, avviato a dicembre 2013 dal gruppo di esperti (*High Level Reflection Group* – HLRG) nominato dal Consiglio dei ministri dell'*Energy Community*, ha portato alla stesura del rapporto *An Energy Community for the Future*, ufficialmente presentato alla riunione annuale del Consiglio dei ministri dell'*Energy Community* a Kiev, il 23 settembre 2014. Il rapporto contiene le *Linee guida* di natura politica e regolatoria per rendere più efficace il Trattato tra gli Stati membri dell'*Energy Community*, nelle seguenti cinque aree:

- piena applicazione dell'*acquis* comunitario;
- creazione di un ambiente legislativo e regolatorio stabile per investimenti;
- possibile riforma dei prezzi regolati dai governi;
- possibili riforme dei mercati all'ingrosso dell'elettricità e del gas;
- creazione di un mercato energetico paneuropeo.

Nella stessa riunione di Kiev, il Consiglio dei ministri ha stabilito di prolungare il processo di riforma anche nel 2015, chiedendo alla Commissione europea e al Segretariato dell'*Energy Community* di analizzare in dettaglio le singole proposte contenute nel rapporto HLRG e di avviare una consultazione pubblica tra tutti gli *stakeholders* della regione, inclusi i regolatori dei Paesi dell'Unione europea, entro marzo 2015. In tale processo di consultazione, l'Autorità ha più volte espresso una posizione favorevole a un rafforzamento istituzionale di ECRB, nel senso di dotarla di competenze più efficaci per promuovere l'implementazione dell'*acquis* comunitario negli Stati membri, di renderla un'istituzione di riferimento per la regolazione indipendente nella regione e di favorire la cooperazione con l'ACER.

Inoltre, il Segretariato dell'*Energy Community*, che ha sede a Vienna, ha proseguito il monitoraggio del Trattato EnCT, in merito allo stato di implementazione degli obblighi contenuti nel Terzo pacchetto energia⁵⁸. A tale proposito, i Paesi della regione si sono impegnati a trasporre nei propri ordinamenti nazionali le *Linee guida* e i Codici di rete per i settori elettrico e del gas naturale che saranno adottati dall'Unione europea. L'Autorità, inoltre, ha svolto un ruolo di collegamento tra il gruppo EWG e ACER, limitatamente alle informazioni sui progressi delle Iniziative regionali europee.

Nell'EWG, che da dicembre 2014 è presieduto congiuntamente dai regolatori italiano e serbo, si sono registrati importanti progressi per la creazione di un Ufficio unico d'aste per l'ottava regione

⁵⁷ Il Trattato dell'*Energy Community* (EnC) ha una durata di dieci anni (01/07/2006 – 30/06/2016), estesa con decisione del Consiglio dei ministri, riunito a ottobre 2013, per ulteriori dieci anni (fino al 2026). Allo stesso tempo, il Consiglio dei ministri ha incaricato un gruppo di esperti indipendenti (HLRG) di studiare possibili riforme migliorative del Trattato. L'HLRG, presieduto dal parlamentare europeo Jerzy Buzek e da cinque tecnici, si è riunito per la prima volta a dicembre 2013, e a giugno 2014 ha presentato ai rappresentanti dei ministeri riuniti nel PHLG (l'organo governativo dell'*Energy Community*) il rapporto denominato *An Energy Community for the Future*.

⁵⁸ L'estensione all'*Energy Community* degli obblighi del Terzo pacchetto energia è stata decisa dal *Ministerial Council* in occasione della riunione del 6 ottobre 2011, con decisione D/2011/02/MC-EnC, *Decision on the implementation of Directive 2009/72/EC, Directive 2009/73/EC, Regulation (EC) No 714/2009 and Regulation (EC) No 715/2009 and amending Articles 11 and 59 of the Energy Community Treaty*. I Paesi aderenti all'*Energy Community* devono trasporre, nella normativa nazionale, le norme del Terzo pacchetto energia entro l'1 gennaio 2015.

(*South East Europe Coordinated Auction Office – SEE CAO*)⁵⁹. Infatti, il SEE CAO, che attualmente riunisce gli operatori del sistema di trasmissione elettrica di Croazia, Bosnia Erzegovina e Montenegro (e, in un prossimo futuro, anche quelli degli altri Stati membri dell'*Energy Community*), ha organizzato a novembre 2014 la prima asta comune per l'allocazione della capacità transfrontaliera⁶⁰. Tra i benefici attesi, il SEE CAO permetterebbe di incrementare il livello di armonizzazione dei mercati della regione, di semplificare la gestione da parte dei partecipanti al mercato e di migliorare la trasparenza dei prezzi. Per quanto riguarda lo stato effettivo di integrazione dei mercati elettrici nell'*Energy Community*, attualmente in nessuno dei Paesi dei Balcani è operativo un Mercato del giorno prima, principalmente a causa della mancanza di apposite previsioni nella legislazione primaria nazionale. Il Segretariato dell'*Energy Community* ha in più occasioni ribadito che il primo passo verso l'integrazione del mercato è l'istituzione delle Borse elettriche nella Regione.

Mercato dell'energia nei Paesi dell'area del Mediterraneo

Nel corso del 2014, l'Autorità ha mantenuto il suo impegno internazionale nel bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG. Tema centrale della 17° Assemblea Generale, svoltasi il 4 giugno 2014 ad Amman (Giordania), è stata la strategia al 2020-2030, incentrata sulla definizione del ruolo dei regolatori nell'ambito del processo che porterà alla creazione di una comunità energetica del Mediterraneo. La strategia si concentra su un solido contesto regolatorio istituzionale favorevole a nuovi investimenti in infrastrutture, sull'intensificazione della cooperazione regionale e sul supporto allo sviluppo di un mercato elettrico e gas competitivo e sostenibile.

Nel corso della 18° Assemblea Generale, tenutasi a Barcellona il 27 novembre 2014, sono state rinnovate le cariche di Presidente e dei due Vice-Presidenti di MEDREG per il prossimo biennio. Per la Presidenza è stato eletto il candidato del regolatore egiziano (Egyptera). I due nuovi Vice-Presidenti eletti sono il Presidente del regolatore albanese (ERE) e uno dei componenti del Collegio del regolatore portoghese (ERSE). L'Autorità ha visto riconfermato il suo ruolo di Vice-Presidente Permanente, in virtù del proprio sostegno a MEDREG, la cui sede è ospitata presso la stessa sede di Milano dell'Autorità. All'Autorità, inoltre, è stato affidato, attraverso una delega da parte del Presidente di MEDREG, il supporto alla gestione amministrativa, finanziaria e giuridica del Segretariato.

Il ruolo di MEDREG è riconosciuto anche dalla Commissione europea, con la quale è in essere, dall'ottobre 2013 e fino a settembre 2016, un contratto di servizio del valore di circa 3 milioni di euro. La struttura di MEDREG è organizzata come segue: la Presidenza (il Presidente e i Vice-Presidenti, fra cui l'Italia), l'Assemblea Generale, lo *Steering Committee*, il Segretariato permanente, cinque *Working Groups* (WG) e una *Task Force* (TF); relativamente all'attività svolta:

⁵⁹ Per ottemperare agli obblighi del Trattato istitutivo dell'*Energy Community*, relativi all'implementazione del Secondo pacchetto energia dell'Unione europea, e in particolare al regolamento (CE) 1228/2003 che disciplina le condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di elettricità, il Consiglio dei ministri, con decisione 2008/02/ MC-EnC, ha stabilito la creazione dell'ottava regione sul modello delle Iniziative regionali europee. Ciò al fine di istituire una procedura comune tra le nove parti contraenti del Trattato e alcuni Stati europei confinanti, per la gestione delle congestioni e per l'allocazione della capacità di trasmissione transfrontaliera. L'ottava regione sarà governata attraverso il *Board* dei regolatori dell'*Energy Community* e include i territori di Austria, Bulgaria, Grecia, Italia, Romania, Slovenia. Il progetto SEE-CAO si basa su un *Memorandum* d'intesa firmato da nove operatori del sistema di trasmissione: CGES (Montenegro), ADMIE TSO (Grecia), HEP-OPS (Croazia), KOSTT (Kosovo), MEPSO (ex Repubblica Jugoslava di Macedonia), NOS BiH (Bosnia Erzegovina), OST (Albania), Transelectrica (Romania), Teias (Turchia). Terna non è tra i firmatari. In base al *Memorandum*, è stata costituita nel 2012 una società a capitale equamente ripartito, con sede in Montenegro, con lo scopo di fondare il SEE-CAO, con il supporto di istituzioni finanziarie internazionali.

⁶⁰ L'allocazione della capacità disponibile riguarda solo i diritti fisici di trasmissione e avverrà secondo il metodo *Net Transfer Capacity* (NTC).

- Affari istituzionali (INS WG): il gruppo ha redatto una lista di parametri comuni a tutti i regolatori (*checklist*) con l'intento di individuare quelle che sono le *best practices* regolatorie. Nel corso del 2014 sono stati approvati i seguenti studi: *Guidelines for MEDREG's Dialogue with External Partners*, *Promotion of the Dialogue with External Partners* e *Good Regulatory principles in the Mediterranean Countries*.
- Elettricità (ELE WG): ha favorito il rafforzamento della collaborazione tra il gruppo elettrico e Med-TSO (Associazione dei TSO del Mediterraneo), al fine di favorire l'integrazione dei mercati elettrici nel Mediterraneo, anche alla luce del Protocollo di collaborazione sottoscritto tra le due associazioni nell'ottobre 2013. Il 12 febbraio 2015 a Bruxelles ha avuto luogo un incontro tra le due associazioni, per favorire il coordinamento nel quadro del *Memorandum of Understanding* sottoscritto congiuntamente alla Commissione europea nell'ambito della Conferenza euro-mediterranea dello scorso 19 novembre, a Roma. In particolare, si è discusso della cooperazione per favorire gli investimenti, il maggior contributo alle attività del *working group* ELE MEDREG, la cooperazione con il Med-TSO's *Technical Committee Regulation & Institutions*, scambi di informazioni su base regolare, istituzioni di *task forces ad hoc* costituite da esperti.
- Fonti Rinnovabili (RES WG): si è occupato dello sviluppo del *net-metering* nei Paesi del Mediterraneo e dello sviluppo di un nuovo *benchmark* dell'utilizzo delle fonti di energia rinnovabile nei Paesi MEDREG. Nel 2014 sono stati approvati gli studi: *RES Benchmarking Assessment* e *Study to evaluate net metering systems in the Mediterranean Countries*.
- Consumatori (CUS WG): a guida italiana sin dagli inizi della sua attività, il gruppo ha identificato e promosso le migliori prassi in materia di tutela dei consumatori, compresi i clienti vulnerabili e la qualità del servizio per l'energia elettrica e il gas. Nel 2014 è stato approvato lo studio *Good practice guidance for energy consumers information and education*.
- ICER TF (*International Confederation of Energy Regulators TF*): con il coordinamento del regolatore turco EMRA e del Segretariato, MEDREG partecipa attivamente alla preparazione del prossimo *World Forum on Energy Regulation*, che avrà luogo a Istanbul a maggio 2015.

Il tema degli investimenti è strategico per consentire lo sviluppo e l'integrazione dei mercati; per tale motivo, tramite un lavoro congiunto del gruppo ELE e del gruppo GAS con la supervisione del coordinatore generale di MEDREG, è stato realizzato un rapporto dal titolo *Interconnection Infrastructures in the Mediterranean: A Challenging Environment for Investments*, che presenta una mappatura dettagliata delle infrastrutture energetiche *cross-border*, esistenti e programmate, soggette a regolazione e rilevanti per il buon funzionamento e lo sviluppo del mercato energetico del Mediterraneo. Il rapporto contiene anche un'analisi delle principali forme di finanziamento per nuove infrastrutture energetiche, evidenziando i principali ostacoli considerati prioritari dai regolatori nazionali.

Il 26 novembre 2014, MEDREG ha organizzato a Barcellona il primo *Forum* sulla regolazione energetica nel Mediterraneo. Il *Forum* ha inteso porre al centro del dibattito la regolazione come strumento fondamentale di sviluppo (inclusi gli investimenti) e integrazione del mercato.

Il Governo italiano, congiuntamente alla Commissione europea, ha organizzato, il 19 novembre 2014 a Roma, nel corso della Presidenza italiana del Consiglio dell'Unione europea, la Conferenza *Costruire un ponte energetico sul Mediterraneo: l'importanza strategica delle reti del gas e dell'energia elettrica nel contesto della sicurezza energetica*, che ha posto a confronto i Ministri dell'energia degli Stati membri dell'Unione europea e dei Paesi del Mediterraneo, i rappresentanti

delle istituzioni finanziarie, delle associazioni dei regolatori (MEDREG) e dei gestori dei sistemi di trasmissione (Med-TSO). La Conferenza ha inteso rafforzare la cooperazione tra i partner euro-mediterranei a fronte delle sfide energetiche e delle preoccupazioni per la sicurezza energetica. Allo scopo di identificare le azioni più opportune, nella dichiarazione finale della conferenza, è stato deciso di dare l'avvio alla costituzione di tre piattaforme tematiche (elettricità, gas e fonti rinnovabili insieme all'efficienza energetica) nell'ambito d'azione dell'Unione per il Mediterraneo (UpM) e in stretto coordinamento con la Commissione europea. Tale decisione è stata successivamente confermata dal Segretario Generale dell'Unione per il Mediterraneo in Italia, l'ambasciatore Sijilmassi che, in occasione di una visita in Italia all'inizio dell'anno, ha sottolineato che entro la prima metà del 2015 sarà dato avvio alle tre piattaforme.

La Conferenza ha rappresentato, inoltre, un'opportunità per la sottoscrizione di un *Memorandum of Understanding* tra MEDREG, Med-Tso e la Direzione Generale Energia della Commissione europea, allo scopo di consolidare i rapporti tra le due principali istituzioni di riferimento per l'energia nel Mediterraneo e la Commissione europea. L'integrazione dei mercati elettrici regionali della sponda nord e della sponda sud viene definita come un obiettivo di lungo termine da perseguire in maniera condivisa.

Le parti hanno, quindi, concordato di rafforzare la loro cooperazione anche attraverso la piattaforma euro-mediterranea dedicata ai mercati elettrici, da sviluppare nel quadro delle attività dell'Unione per il Mediterraneo, con l'obiettivo di costituire un *Forum* di dialogo tra tutti gli *stakeholders* per l'identificazione di azioni concrete per una progressiva integrazione dei mercati. L'Autorità ha supportato attivamente la sottoscrizione di questo accordo durante la Presidenza italiana del Consiglio dell'Unione europea.

Si sono svolte, inoltre, le prime riunioni di coordinamento per l'avvio dei lavori relativi alla costituzione delle piattaforme, che hanno avuto luogo nei mesi di febbraio e marzo 2015.

L'Autorità ha, infine, partecipato ai lavori dell'UpM, costituita nel 2008 dai capi di Stato e di governo di 43 Paesi, con sede a Barcellona. Il 29 aprile 2014 a Barcellona è stato, infatti, avviato l'*Extendend Technical Committee* per rilanciare le attività nel settore energetico dell'UpM, puntando all'individuazione di progetti concreti per favorire lo sviluppo di investimenti. In tale occasione, si è deciso di organizzare il lavoro in cinque gruppi di lavoro su temi specifici: *Policy and Regulatory, Interconnections and Infrastructures, Job Creation and Local Value Chain, Financial Issues, Public Awareness Program*. Il coordinamento del gruppo di lavoro *Policy and Regulation* è stato affidato a MEDREG, che a sua volta ha designato un rappresentante dell'Autorità.

Al fine di rafforzare il ruolo di MEDREG nel Mediterraneo e per favorire sia la collaborazione in materia di regolazione, sia l'accreditamento di MEDREG quale istituzione di riferimento per il settore energetico nel Mediterraneo, l'Autorità ha incontrato a Roma, il 26 giugno 2014, il *Deputy Secretary General for Energy*, Mrs. Teresa de Ribeiro.

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

A fronte di una riduzione del PIL del -0,4% nel corso del 2014 la domanda di elettricità ha registrato, secondo i dati provvisori diffusi da Terna, un nuovo calo del -3% circa, leggermente inferiore al -3,4% dello scorso anno. I consumi di energia elettrica sono scesi, infatti, da 318,5 TWh del 2013 a 309 TWh del 2014.

La tavola 3.3 presenta il bilancio dell'energia elettrica in Italia, indicando le disponibilità e gli impieghi nel 2014 a confronto con il 2013. I dati, di fonte Terna, presentano valori provvisori per il 2014. In tale anno, la produzione nazionale ha coperto una quota del fabbisogno complessivo nazionale dell'86% (contro l'87% del 2013). Di converso, rispetto al 2013, le importazioni nette hanno aumentato di un punto la propria quota. Tale risultato è l'effetto di un aumento delle importazioni, che si è accompagnato però anche a un sensibile aumento delle esportazioni (+37,3%).

Per quanto riguarda gli impieghi, si segnala l'ulteriore calo dei consumi di energia elettrica in tutti i settori. Industria e domestico hanno però registrato tassi di riduzione inferiori a quelli dello scorso anno.

Tavola 3.3 Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2013 e nel 2014

GWh

	2013	2014 ^(A)	VARIAZ. %
Produzione lorda	289.803	277.696	-4,2%
Servizi ausiliari	10.971	10.139	-7,6%
Produzione netta	278.833	267.557	-4,0%
Ricevuta da fornitori esteri	44.338	46.724	5,4%
Ceduta a clienti esteri	2.200	3.021	37,3%
Destinata ai pompaggi	2.495	2.254	-9,7%
Disponibilità per il consumo	318.475	309.006	-3,0%
Perdite	21,2	20,2	
Consumi al netto delle perdite	297.287	288.800	-2,9%

(A) Dati provvisori.

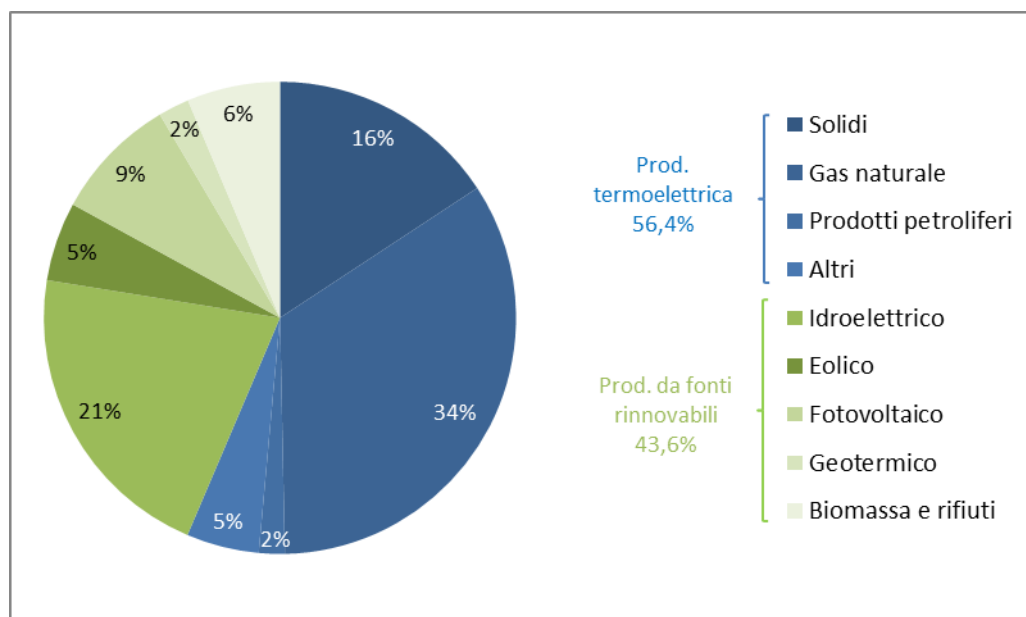
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Terna.

Sempre nei dati provvisori di Terna, nel 2014 la produzione nazionale lorda è risultata di 278 TWh, in diminuzione del 4,2% rispetto allo scorso anno, dopo il -3,2% a consuntivo dello scorso anno. Si tratta del terzo calo consecutivo dal 2011. In realtà, se si eccettua la modesta crescita del 2010, la produzione lorda risulta in contrazione dal 2008.

La produzione termoelettrica, in ulteriore calo dell'11% rispetto all'anno scorso, nel 2014 si è ridotta di circa un terzo rispetto al 2010. In termini di contributo alla produzione totale, è passata dal 73% del 2010 al 56% del 2014 (era ancora al 61% nel 2013).

La produzione da gas presenta ancora un pesante segno negativo (-16,6%) rispetto al 2013, ed è calata di poco meno del 40% rispetto al 2010. La quota del gas, pari al 60%, resta dominante tra le fonti termoelettriche, ma si è ridotta significativamente rispetto al 70% di cinque anni fa.

Figura 3.1 Produzione lorda per fonte nel 2014



Fonte: Terna, dati provvisori.

Il carbone registra un -3%, in diminuzione per il secondo anno consecutivo ma, grazie agli aumenti degli anni precedenti, la sua quota sulla produzione termoelettrica è passata dal 18% del 2010 al 28% del 2014, mentre in termini di produzione totale è salita dal 13% al 16%. I prodotti petroliferi, con un -9,4%, continuano il loro trend di progressivo ridimensionamento e si confermano in una quota del tutto residuale sia della produzione termoelettrica (3%), sia totale (1,8%).

La diminuzione del gas ha assorbito gran parte del calo della produzione totale e soprattutto registra l'effetto di spiazzamento dovuto all'aumento della produzione da fonti rinnovabili, pari al +7%. Quest'ultimo incremento risulta sensibilmente inferiore al 18% del biennio precedente, ma testimonia la significativa crescita che ancora registra questa fonte. In particolare, l'aumento ha riguardato la produzione fotovoltaica (+10% contro il +14% del 2013) e idroelettrica (+8 contro il +26% del 2013). Tassi di crescita più contenuti si sono avuti per geotermico e biomasse (+4% contro, rispettivamente, il + 1% e il +37% del 2013), mentre risulta stabile l'apporto dell'eolico (+1% contro il + 11% del 2013). Sostanzialmente invariate, rispetto al 2013, restano invece le quote delle diverse fonti sulla produzione da rinnovabile; quest'ultima nel complesso è arrivata a incidere per il 43% sul totale della produzione lorda del Paese, mentre un 1% è coperto dall'idroelettrico da pompaggi. Insieme, gas e rinnovabili continuano, come negli ultimi anni, ad assicurare il 76% della produzione.

Sempre in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, nel 2014 le importazioni nette di energia elettrica in Italia sono cresciute di circa 1,5 TWh. A fronte dei 42,1 TWh importati nel 2013, infatti, il saldo estero dello scorso anno ha toccato i 43,7 TWh, come differenza tra le importazioni, pari a 46,7 TWh, e le esportazioni pari a 3 TWh.

La modesta crescita del saldo estero, pari al 3,7%, è inferiore a quella dell'energia ricevuta da fornitori esteri, aumentata del 5,4% rispetto al 2013, perché controbilanciata da un netto incremento (37,3%) dell'elettricità ceduta a clienti esteri. Al contrario di quanto era accaduto nel 2013, quindi, lo scorso anno entrambe le voci del saldo netto hanno registrato una risalita.

Grazie anche alla riduzione della richiesta di energia in Italia che, come si è visto nelle pagine precedenti, nel 2014 è diminuita del 3%, la quota di fabbisogno interno coperta dal saldo estero è

salita di quasi un punto percentuale, raggiungendo il 14,1% (era del 13,2% nel 2013). L'aumento delle importazioni nel 2014 è avvenuto per l'incremento dell'energia proveniente dal Nord, mentre è nettamente diminuita quella proveniente dal Sud.

Guardando al contributo dei principali gruppi alla generazione lorda nel 2013 e nel 2014, spicca come, dopo anni di costante diminuzione e dopo la sostanziale stabilità del 2013, la quota di Enel sulla produzione elettrica per il 2014 sia aumentata di due punti percentuali, toccando il valore di 27,2% rispetto al 25,2% dello scorso anno. Era da prima del 2010 che Enel non raggiungeva quote comparabili. Tra i grandi operatori, mantengono la propria quota solo Edison, A2A e Saras. La quota degli altri produttori di minore dimensione passa dal 35% al 37%, ancora in aumento, come accade dal 2000. Diversamente dagli anni più recenti, anche l'indice di Herfindahl-Hirschman sulla generazione lorda risulta in lieve aumento, con un valore di 908 per il 2014 (era 821 nel 2013).

Tavola 3.4 Sviluppo del mercato all'ingrosso

	RICHIESTA ^(A) (TWh)	DOMANDA DI PUNTA (GW)	CAPACITÀ NETTA INSTALLATA (GW)	N. SOCIETÀ CON QUOTA > 5% NELLA GENERAZIONE NETTA	QUOTA % DELLE 3 MAGGIORI SOCIETÀ 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 ^(B)	306,8	51,6	121,8	3	41,5

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

(B) Dati provvisori.

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

La massima capacità di generazione netta installata al 31 dicembre 2014 risulta pari a 121,8 GW (Tavola 3.4), mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 97,5 GW.

Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono due: Enel (29,9%) ed Edison (5,5%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 40,2% in diminuzione di quasi 1 punto percentuale rispetto al 2013. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato; infatti, il valore relativo al 2014 è pari a 1.034, mentre era uguale a 1.093 nell'anno precedente.

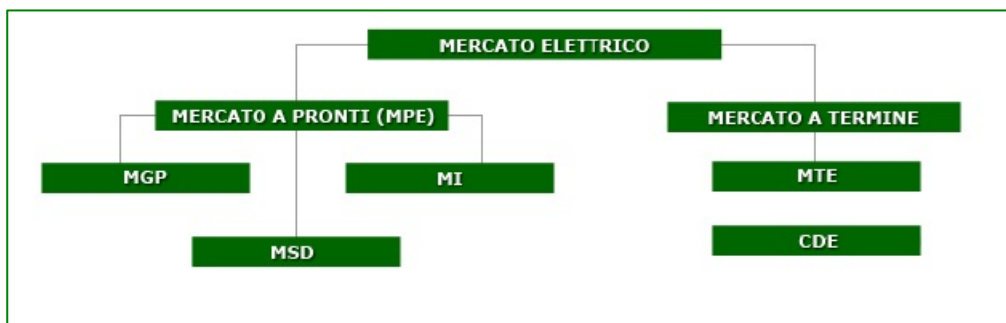
Per quanto riguarda la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore), nel 2014 gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono scesi a tre: Enel (31,7%), Edison (6,2%) ed Eni (5,7%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 43,7%. L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2014 è pari a 1.179, in lievissima diminuzione rispetto al 2013 (1.205).

Guardando alla composizione delle quote del capitale sociale, i dati provvisori⁶¹ relativi alla composizione societaria degli operatori di produzione evidenziano la prevalenza di società diverse (30%), persone fisiche (56,5%), enti pubblici 5%, mentre la quota delle imprese energetiche estere è dell'1,5%. Il 93,3% delle quote di capitale è in mano a soci di provenienza nazionale, del resto il 2% è di provenienza tedesca, mentre l'1,8% lussemburghese⁶².

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) e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) (Figura 3.2). Il mercato a pronti si articola a sua volta in tre segmenti: Mercato del giorno prima (MGP), Mercato infragiornaliero (MI) e Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD). Il mercato a termine prevede l'obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX (piattaforma per la Consegna derivati energia - CDE), segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia.

Figura 3.2 Articolazione del mercato all'ingrosso elettrico italiano



Fonte: GME.

L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna; la contrattazione viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale di acquisto (PUN) definito come media dei prezzi zionali ponderati per il valore degli acquisti totali. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale.

L'MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto nonché le loro posizioni commerciali rispetto alle

⁶¹ Raccolti nell'ambito dell'*Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati*, svolta dall'Autorità.

⁶² Le quote sono calcolate senza alcuna ponderazione.

negoziazioni sull'MGP. Si articola in cinque sessioni (MI1-MI2-MI3-MI4-MI5), con orari di chiusura diversi e in successione; è un mercato ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale. Anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale.

L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, è Terna in questo caso che agisce da controparte centrale. L'MSD si articola in fase di programmazione (MSD *ex ante*) e Mercato del bilanciamento (MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in quattro sottofasi di programmazione (MSD1-MSD2-MSD3-MSD4), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni. La modalità di contrattazione è un'asta discriminatoria ovvero le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*), sottendendo pertanto un modello nodale (e non zonale come nell'MGP e nell'MI) della rete.

L'MTE è la sede per la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. Su MTE possono essere registrati anche contratti conclusi OTC.

Nel novembre 2008, Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (PUN). Il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX. Da ultimo si evidenzia che 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 Piattaforma conti energia (PCE) come ulteriore elemento di flessibilità del sistema. Sulla piattaforma 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.

Sulla frontiera tra Italia e Slovenia, tra Italia e Francia e tra Italia e Austria, le capacità di interconnessione giornaliera sono assegnate attraverso il meccanismo del *market coupling*. Tale meccanismo effettua contemporaneamente l'allocazione implicita dei diritti di trasmissione fisici giornalieri ed il *clearing* delle offerte di acquisto e di vendita di energia.

Per quanto riguarda la partecipazione al mercato, nel 2014 si è registrato un ulteriore significativo aumento del numero degli operatori iscritti ai mercati elettrici del GME rispetto all'anno precedente. In particolare i soggetti iscritti sono passati dalle 223 unità del 2013 a 254 nel 2014. L'aumento ha riguardato i mercati *spot*: in particolare gli operatori che hanno presentato offerte sono saliti a 194 sul MGP (+35 rispetto al 2013) e a 149 sul MI (+27 rispetto al 2013); i partecipanti al mercato a termine (MTE) hanno invece registrato ancora una lieve flessione, essendo passati dai 22 operatori del 2013 a 19 nel 2014. In aumento è risultata inoltre la partecipazione sulla Piattaforma di registrazione delle contrattazioni bilaterali (PCE), dove gli iscritti sono passati da 287 del 2013 a 317 del 2014.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2014 la quantità di energia elettrica acquistata nel Sistema Italia è stata pari a 282 TWh, in calo del 2,5% rispetto al 2013 (289,2 TWh), prolungando così il trend decrescente avviatosi nel 2010 e raggiungendo il minimo storico dalla partenza del mercato.

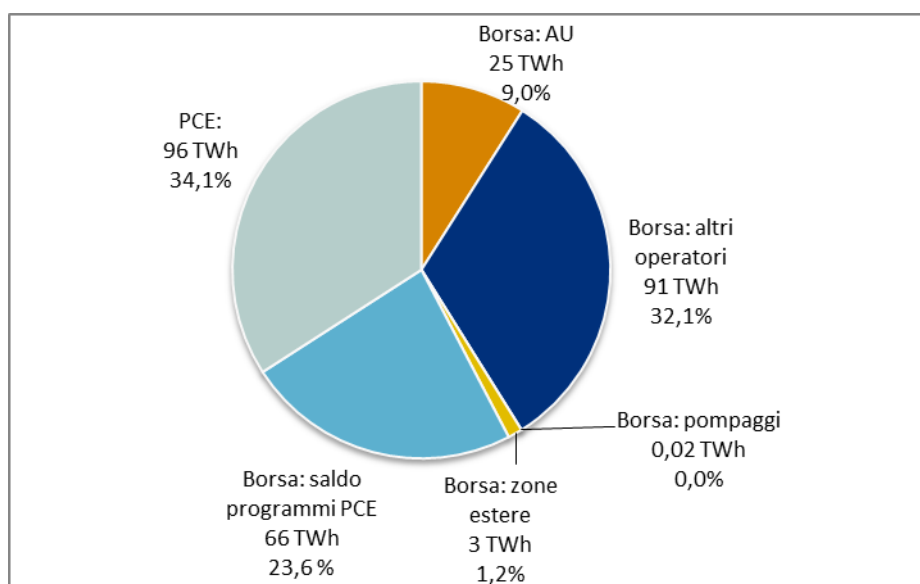
A livello zonale, tale calo appare particolarmente consistente al Centro-Nord (-9,3%), al Centro-Sud (-8,3%) e in Sicilia (-6,6%), cui si contrappongono la ripresa della Sardegna (+4,8%) e la sostanziale stabilità del Sud e del Nord.

Tavola 3.5 Mercato dell'energia elettrica

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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Figura 3.3 Composizione della domanda di energia elettrica nel 2014

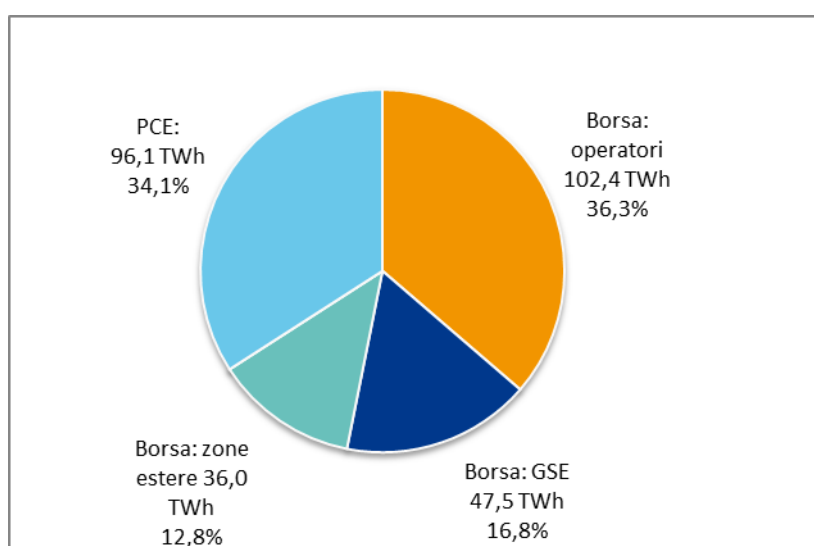


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

In diminuzione anche gli scambi di Borsa, scesi sui 186 TWh a fronte dei 207 TWh raggiunti nel 2013 (-10%). La flessione dei volumi di Borsa ha trascinato la liquidità del mercato, passata dal 71,6% del 2013 al 65,9% del 2014. La riduzione degli acquisti di Borsa riflette sia una ulteriore contrazione degli acquisti dell'Acquirente unico (25 TWh, -6%), sia una più intensa riduzione degli stessi da parte degli operatori diversi dall'Acquirente unico (91 TWh, -11%). In ripresa, viceversa, la domanda sottostante i bilaterali, salita a 96 TWh (+17%).

Sul lato dell'offerta (Figura 3.4), la diminuzione dei volumi venduti in Borsa nel 2014 è da ricondursi principalmente alla riduzione delle offerte da parte degli operatori non istituzionali, le cui vendite si sono attestate a 102,4 TWh, segnando un decremento del 15,5%. In flessione sono anche le vendite di Borsa del Gestore dei servizi energetici (GSE), che ripiegano sui 47,5 TWh (-5,5%). In controtendenza sono, viceversa, le vendite di Borsa delle zone estere, salite sui 36 TWh (+1,5%).

Figura 3.4 Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2014



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Tavola 3.6 Contratti bilaterali sul MGP

TWh

CONTRATTI	2011	2012	2013	2014
Contratti bilaterali	131,1	120,0	82,3	96,1
Nazionali	148,8	146,9	156,8	162,5
<i>di cui Acquirente Unico</i>	36,8	38,8	43,9	37,9
<i>di cui altri operatori</i>	112,0	108,1	112,9	124,6
Esteri	0,4	0,5	0,1	28,5
Saldo programmi PCE ^(A)	-18,1	-27,4	-74,6	-66,5

(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 AEEGSI su dati GME.

Le operazioni di concentrazione nel settore dell'energia elettrica nel 2014

Nel 2014 le principali operazioni societarie nell'ambito della generazione elettrica hanno riguardato tre gruppi che hanno riordinato le proprie attività attraverso cessioni di impianti al proprio interno.

In particolare, a partire da gennaio ASPM Soresina Servizi ha incorporato Soresina Reti e Impianti.

Edison S.p.A. ha ceduto in febbraio la centrale di Porcari a DS Smith Paper Italia, un'altra impresa che fa parte dello stesso gruppo. Inoltre, nel mese di ottobre, Edison Energie Speciali ha incorporato tre impianti: Parco Eolico San Francesco, Fri-El Campania e Gargano Energia.

Infine, anche all'interno del gruppo Sorgenia è proseguita l'attività di riordino di cui si è detto lo scorso anno: da tempo infatti il gruppo sta vendendo *asset* non strategici per focalizzare le proprie attività nella generazione eolica. In quest'ambito si è avuta, in febbraio, la cessione dell'impianto "Vibo Valentia" da parte di Sorgenia Solar a PVP 3, un altro generatore del gruppo.

Diverse altre operazioni hanno interessato imprese di generazione elettrica di dimensione minore.

3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

Il mercato del giorno prima

La Borsa elettrica italiana ha registrato nell'anno 2014 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 52,08 €/MWh, con una flessione, rispetto al 2013, del 17,3%.

Il ribasso è risultato particolarmente consistente in tutti i gruppi di ore, con il PUN che è sceso ai minimi storici – o a ridosso degli stessi – in quasi tutti i blocchi orari, attestandosi rispettivamente a 59,52 €/MWh e a 49,69 €/MWh nelle ore di picco e fuori picco (-16% circa in entrambi i gruppi di ore) e toccando i 46,51 €/MWh nelle ore festive (-19,8%). Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di ottobre (62,23 €/MWh), mentre il picco di domanda mensile, come più volte osservato negli ultimi anni, si è registrato nel mese di luglio con 25,8 TWh scambiati, in calo del 3,1% rispetto allo stesso mese del 2013.

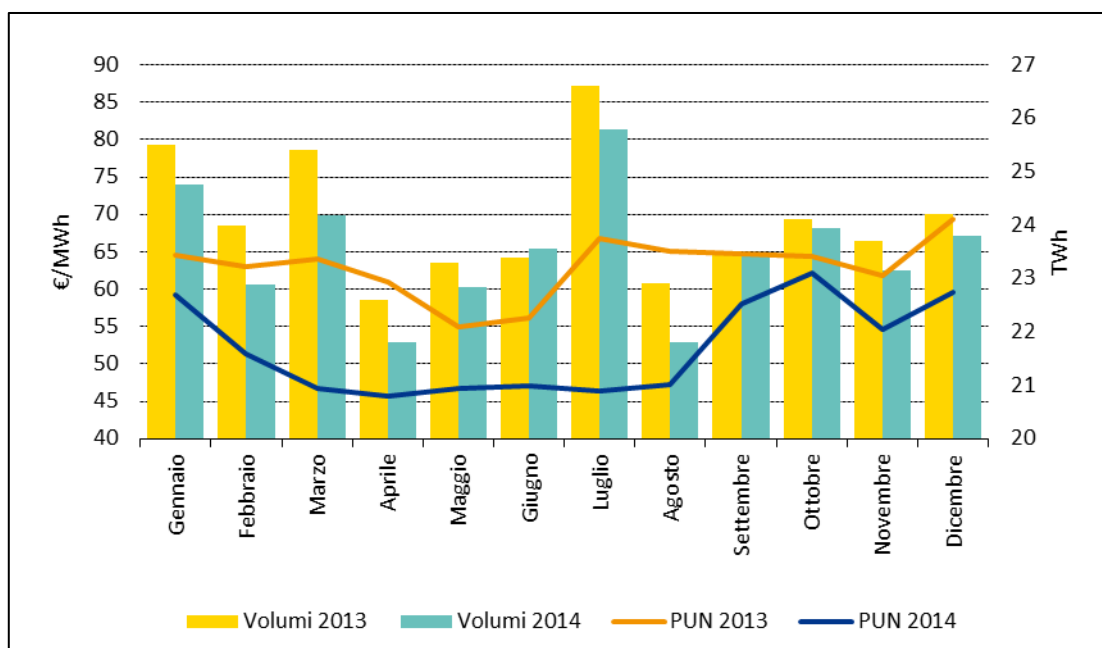
Nel dettaglio, a livello zonale si è assistito a una generale diminuzione dei prezzi, scesi nel continente e in Sardegna attorno ai 47-52 €/MWh, con ribassi compresi fra il 15% e il 18%. In Sicilia il prezzo ha evidenziato una flessione lievemente più moderata rispetto al resto del Paese, ripiegando sugli 81 €/MWh (-12%). A fronte di questo calo generalizzato delle quotazioni zionali, nel 2014 si riduce lo spread tra prezzo della zona Nord e prezzo della zona Sud (passato dai 4,36 €/MWh ai 2,97 €/MWh), interrompendo così una dinamica in atto dal 2011. Guardando alle isole, il differenziale tra Sicilia e continente si conferma attorno ai 30 €/MWh, raggiungendo i 34 €/MWh se il confronto è effettuato con la più economica zona Sud. Relativamente alla Sardegna, nel 2014 si consolida il sostanziale allineamento dell'isola al continente, con la quotazione sarda che si fissa a 52 €/MWh, mostrando un apprezzamento di solo 2 €/MWh rispetto al Nord e di circa 5 €/MWh in riferimento al Sud.

Il 2014 non sembra presentare variazioni di rilievo in termini di concentrazione del mercato. Il miglioramento della competitività rilevato nel corso degli ultimi anni, favorito, tra l'altro, dalle trasformazioni del parco di generazione e dallo strutturale calo della domanda, sembra ormai assorbito dai principali indicatori, le cui modeste variazioni appaiono riconducibili a un ulteriore consolidamento delle dinamiche in atto o a fenomeni prettamente locali.

Permane comunque la forte diversificazione del livello di concentrazione a livello zonale, mostrata dall'indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI) calcolato in relazione alle vendite di energia. La zona Nord si conferma come quella più competitiva (HHI pari a 1.456), seguita dalla zona Sud (HHI pari a 2.095) e dalla zona Sicilia (HHI pari a 2.628); le altre zone mostrano tutti livelli di concentrazione mediamente al di sopra di 3.000, con il valore più alto registrato in Sardegna e pari a 4.311. Di fatto l'HHI inferiore alla soglia di concorrenzialità si è confermato unicamente al Nord, mentre si è mantenuto su valori sempre superiori nelle altre zone, con un calo degno di nota in Sicilia (-577 punti).

Figura 3.5 Andamento del Prezzo unico nazionale (PUN) e volumi scambiati nel 2013 e nel 2014

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

L'indice di operatore marginale (IOM), calcolato con riferimento ai volumi, ha evidenziato un ritorno sui valori precedenti al 2013, con una percentuale dei volumi complessivamente scambiati dal primo operatore (Enel) pari al 21% nel 2014 (era 14% nel 2013). Andamenti analoghi si sono riscontrati in tutte le zone, con l'unica eccezione della Sicilia, dove il valore dello IOM è sceso al 65% dal 72,2% del 2013.

Mercato infragiornaliero

Anche nel 2014 le quattro sessioni del MI hanno confermato il loro tradizionale ancoraggio alle quotazioni del MGP, seppur in presenza di una volatilità maggiore. In particolare, dopo i rialzi che hanno caratterizzato i primi anni di attività, nel 2014 i prezzi di acquisto sul MI hanno evidenziato la seconda forte diminuzione consecutiva con flessioni comprese tra il 16% e il 18%, aggiornando i rispettivi minimi storici. Il prezzo medio nelle quattro sessioni è variato tra 51,03 €/MWh di MI2 e 59,46 €/MWh di MI4. Nel 2014 i prezzi nelle quattro sessioni del MI sono risultati inoltre inferiori o in linea con il PUN calcolato nelle stesse ore, cosa che appare coerente con la generale propensione al ribasso attesa in un mercato lungo.

I volumi di energia complessivamente scambiati nelle quattro sessioni di MI nel 2014 hanno registrato un'ulteriore riduzione (-2,4%) portandosi a 22,8 TWh.

Piattaforma Conti Energia

Nella piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro nell'anno 2014, sono state complessivamente pari a 383,8 TWh, con un aumento del 3,5% rispetto all'anno precedente. Il tasso di crescita, sebbene abbia evidenziato anche quest'anno un ulteriore rallentamento, conferma la costante ascesa delle transazioni registrate sulla piattaforma, che ogni anno dal 2007, hanno segnato un nuovo record storico.

Nel 2014 le transazioni derivanti da contratti conclusi sul Mercato dell'Energia Elettrica a Termine (MTE), per la prima volta dal suo avvio, hanno segnato una riduzione su base annua (-13,9%) attestandosi a quota 39,5 TWh, pari al 10,3% del totale registrato (12,4% nel 2013). Nessuna transazione è stata invece registrata sulla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE), così come nei tre anni precedenti. Il restante 89,7% delle transazioni registrate è stato originato da contratti conclusi dagli operatori al di fuori del mercato organizzato (contratti bilaterali), pari a 344,3 TWh in crescita del 6,0% sul 2013. Tra questi, i contratti *non standard*, attestatisi a 229,0 TWh, sono stati i più utilizzati dagli operatori (59,7% del totale), evidenziando un tasso di crescita del 7,2%; seguono i *baseload* con 93,7 TWh (-2,4%).

Mercato a termine dell'energia

L'MTE gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Sull'MTE sono negoziabili 16 prodotti; contratti della tipologia *baseload* e *peakload* con periodi di consegna pari al mese (tre prodotti), al trimestre (quattro prodotti) e all'anno (un prodotto). Terminata la fase di negoziazione, i contratti con momento di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla PCE, previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"⁶³.

Nel 2014 sono stati scambiati 32,3 TWh di energia contro i 41,1 TWh del 2013, evidenziando su base annua un calo prossimo ai 9 TWh. Quest'ultimo riflette una riduzione dei volumi provenienti dai contratti bilaterali registrati a fini di *clearing* (13,9 TWh, -58,1%), solo parzialmente compensata dalla ripresa dei volumi di Borsa (18,4 TWh, +130,1%), tornati a rappresentare la quota principale degli scambi transitati sulla piattaforma. Il calo dei volumi dell'MTE ha interessato sia i prodotti *baseload* (32,2 TWh, -4,5 TWh) – con particolare riferimento all'annuale – sia i prodotti *peakload*, scesi a ridosso dello zero (0,1 TWh, -4,3 TWh).

La scarsa liquidità del mercato MTE, in termini di contratti conclusi e distanza temporale tra i diversi abbinamenti, complica l'analisi sui segnali di prezzo forniti nel 2014 per l'anno 2015. Focalizzando, tuttavia, l'attenzione sul prodotto *baseload* annuale – che da solo rappresenta quasi il 72% degli abbinamenti – l'andamento osservato nel 2014 sull'MTE rivela una forte diminuzione del prezzo nella prima parte dell'anno, in corrispondenza di un significativo calo evidenziato anche

⁶³ Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures, forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

dal prezzo *spot* dell'MGP, a ridosso della consegna, quando verosimilmente sulle aspettative degli operatori ha inciso anche la brusca riduzione delle quotazioni petrolifere.

Tavola 3.7 Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2014

MWh

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	447	28
Trimestrali	503	23
Annuali	31.256	16
TOTALE	32.205	65

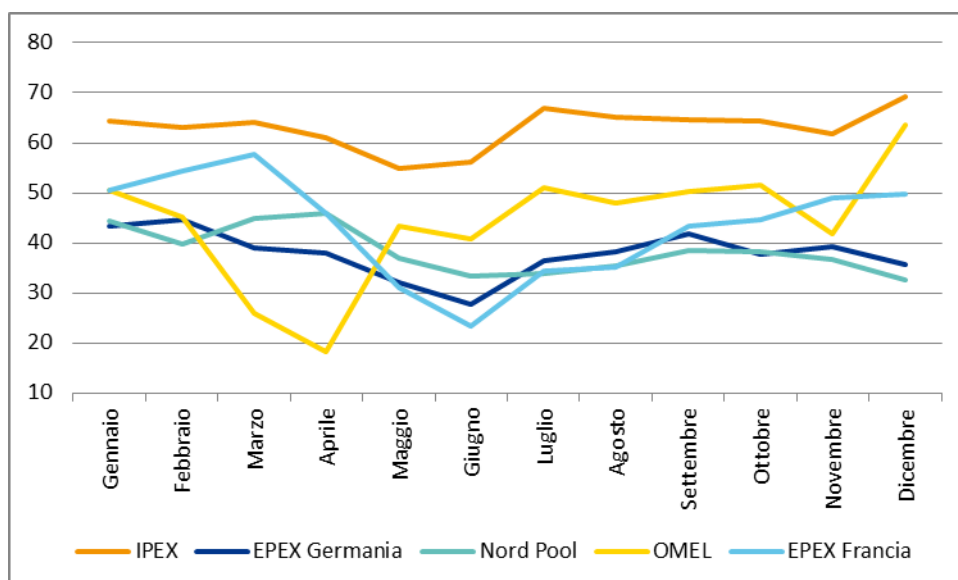
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

A livello europeo, il protrarsi della crisi economica durante il 2014 ha confermato alcune tendenze già emerse sulle principali Borse durante il 2013. I prezzi in media annua sono diminuiti ovunque e si sono attestati tra i 30 €/MWh (Area scandinava) e i 42 €/MWh (Spagna), come mostrato in figura 3.6. In questo contesto, la Borsa elettrica italiana, pur confermandosi un mercato con dinamiche proprie, ha fatto registrare la seconda consistente flessione consecutiva (-17,3%). Tale flessione si è tradotta in una crescente convergenza fra i prezzi in Italia e quelli delle altre principali Borse, seppur persista una distanza ancora importante tra i corrispondenti livelli di prezzo.

Figura 3.6 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2014

Valori medi *baseload*; €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati delle Borse elettriche europee.

Nel dettaglio, il differenziale del prezzo italiano con la Germania è sceso a 19,32 €/MWh (-23%), quello con la Francia a 17,45 €/MWh (-12%) e quello con la Spagna a 9,95 €/MWh (-47%), come mostrato nella figura 2.5. Sempre con riferimento al 2014, la quotazione media più bassa si è

registrata in Scandinavia (NordPool) con 29,61 €/MWh, in riduzione del 23% rispetto al 2013. La dinamica di interazione tra le Borse *spot*, favorita dalle crescenti esperienze di *market coupling*, ha prodotto una riduzione del differenziale del prezzo della Germania (32,76 €/MWh, -13% sul 2013) con la Francia (34,63 €/MWh, -20% sul 2013) che torna a stringersi a 1,87 €/MWh per effetto di un'attenuazione dello spread stagionale che contraddistingue i due Paesi nei periodi di alta domanda. Sulla Borsa spagnola (Omel) la quotazione media per il 2014 è stata pari a 42,13 €/MWh, in riduzione del 5% rispetto allo scorso anno.

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

L'attività di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine da parte dell'Autorità si svolge con cadenza periodica (settimanale o mensile), col supporto assicurato dagli Uffici del GME e di Terna. Tale attività⁶⁴ è imperniata sull'analisi di una reportistica settimanale/mensile, predisposta dagli Uffici sopra menzionati sulla base delle metodologie definite dall'Autorità, che consente di evidenziare eventuali anomalie e di innescare ulteriori approfondimenti, propedeutici all'eventuale apertura di apposite istruttorie.

Sono inoltre previsti *ex lege* alcuni rapporti informativi, di carattere prevalentemente tecnico, che l'Autorità predispone e trasmette alle Commissioni parlamentari competenti e al Ministero dello sviluppo economico per fornire informazioni sullo stato dei mercati.

In particolare, nel rapporto riservato al Ministero dello sviluppo economico del 7 agosto 2014⁶⁵, previsto dall'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, l'Autorità ha approfondito molte tematiche afferenti al mercato elettrico. Nello specifico, è stata fornita un'analisi quantitativa svolta sulla base dei dati di monitoraggio relativi all'anno 2013 in merito:

- all'evoluzione del parco di generazione nazionale, con particolare riferimento ai livelli di adeguatezza del sistema elettrico nel Continente e nelle due Isole maggiori;
- all'evoluzione della RTN, con particolare riferimento agli interventi infrastrutturali necessari a ridurre le congestioni presenti sulla rete rilevante;
- all'evoluzione della struttura del mercato, con particolare riferimento al livello di concorrenzialità presente nelle diverse zone di mercato;
- all'andamento dei prezzi nel Mercato del giorno prima e nel Mercato per il servizio di dispacciamento, con particolare riferimento alla situazione delle due Isole maggiori e all'effetto della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sugli esiti del mercato e sull'attività di dispacciamento.

In tema di monitoraggio dei mercati all'ingrosso va segnalata anche l'attività svolta per l'implementazione del regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25

⁶⁴ Prevista dalla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08.

⁶⁵ Rapporto 7 agosto 2014, 428/2014/l/eel.

ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT). Il REMIT ha definito regole europee volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale che:

- vietano gli abusi di mercato, nella fattispecie la manipolazione di mercato e l'insider trading;
- istituiscono un sistema di monitoraggio dei mercati energetici all'ingrosso da parte dell'Agenzia per la cooperazione dei regolatori per l'energia (ACER), in stretta collaborazione con le Autorità di regolazione nazionale, al fine di individuare e prevenire le suddette pratiche abusive;
- prevedono che ciascun Stato membro doti la propria Autorità di regolazione nazionale dei poteri di indagine e di esecuzione necessari per l'espletamento di tale funzione, al fine di controllare l'attuazione del divieto di abusi di mercato.

L'approvazione degli Implementing Acts di REMIT, il 17 dicembre 2014, ha dato avvio alla fase di implementazione vera e propria del regolamento. Con l'entrata in vigore degli Implementing Acts, il 7 gennaio 2015, sono state definite le ultime scadenze per la piena operatività della disciplina di monitoraggio dettata dal REMIT: l'apertura dei registri per gli operatori di mercato entro il 17 marzo 2015, nonché l'avvio delle attività di reporting per i contratti ammessi sulle piattaforme di scambio e per la raccolta dei dati fondamentali attraverso una piattaforma ENTSO, organizzate entro il 7 ottobre 2015. L'avvio del reporting per tutte le altre tipologie di contratti è previsto entro 15 mesi dall'entrata in vigore degli Implementing Acts (aprile 2016).

Al fine di ottemperare agli adempimenti previsti dal REMIT, dopo aver costituito un apposito gruppo di lavoro interdirezionale, l'Autorità ha posto in consultazione⁶⁶ i propri orientamenti circa i criteri e le modalità di applicazione degli obblighi di pubblicazione delle informazioni privilegiate.

La legge 30 ottobre 2014, n. 161, all'art. 22 ha assegnato all'Autorità i poteri di indagine richiesti dal REMIT, necessari per svolgere il proprio compito di verifica e controllo del rispetto dei divieti di manipolazione del mercato e di *insider trading*. Inoltre, nel definire i principi generali della disciplina sanzionatoria, ha conferito all'Autorità anche il potere di irrogare sanzioni amministrative pecuniarie per le violazioni del regolamento stesso, salvo che il fatto costituisca reato.

Quindi, l'Autorità ha istituito il Registro nazionale degli operatori di mercato⁶⁷. L'istituzione dei registri nazionali è il primo passo verso l'operatività del sistema di monitoraggio europeo prevista, come detto, a decorrere dal 7 ottobre 2015. Infatti, gli operatori di mercato, che hanno l'obbligo di segnalare all'ACER le transazioni effettuate sui mercati (obbligo di reporting), devono preliminarmente ricevere un codice identificativo, che viene rilasciato loro a seguito dell'iscrizione nel Registro.

L'Autorità ha scelto di sviluppare in proprio il Registro nazionale mediante un'opportuna estensione dell'Anagrafica operatori già esistente. Tale scelta ha il duplice vantaggio di evitare agli operatori i costi amministrativi dovuti per un ulteriore processo di accreditamento e caricamento dei dati, nonché di consentire maggiore flessibilità per eventuali modifiche o aggiornamenti del sistema. Dal 17 marzo 2015 il Registro è disponibile per l'iscrizione degli operatori.

⁶⁶ Documento per la consultazione 13 marzo 2014, 101/2014/E/com.

⁶⁷ Con la delibera 5 marzo 2015, 86/2015/E/com.

3.2.2 Mercati al dettaglio

In base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati nel 2014 pari a circa 289 TWh, poco più di 8 TWh in meno di quelli consumati nel 2013 (-2,9%). La tavola 3.8 descrive la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

Tavola 3.8 Ripartizione dei consumi elettrici nazionali per settore finale

TWh

SETTORE PRODUTTIVO	2013	2014 ^(A)	VARIAZ. %
Domestico	66.983	64.700	-3,4
Agricoltura	5.677	5.500	-3,1
Industria	124.871	121.500	-2,7
Terziario	99.757	97.100	-2,7
TOTALE	307.220	296.750	-3,4

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

Nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di aver svolto nel 2014 (anche per un periodo limitato dell'anno) l'attività di vendita di energia elettrica 136 soggetti nel mercato di maggior tutela, 2 nella salvaguardia e 450 nel mercato libero. Nel 2013 i venditori erano pari a 136 nella maggior tutela, 3 nella salvaguardia e 386 nel libero. Il numero di venditori di energia elettrica è quindi cresciuto nel 2014 di 64 unità, tutte sul mercato libero, per l'ingresso di nuovi attori provenienti dai settori contigui (segnatamente la vendita di gas), ma anche da altri comparti. Ancora una volta, dunque, si registra un'espansione nel novero delle imprese di vendita, nonostante il restringimento del mercato perduri quasi ininterrottamente dal 2008.

All'Indagine annuale dell'Autorità sulle 450 imprese totali hanno risposto 375 soggetti. Di questi, 54 hanno dichiarato di essere rimaste inattive per tutto il corso dell'anno. Di conseguenza, sono 321 le imprese risultate attive nel mercato libero che hanno risposto all'Indagine annuale.

Quasi la metà di esse, il 48,9% per la precisione, vende energia in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 46 imprese, pari al 14,3%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 118 società hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19.

La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di energia elettrica al 31 dicembre 2013, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, mostra una scarsa presenza straniera: solo 9 società (sulle 299 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società lussemburghesi o svizzere.

La tavola 3.9 presenta la ripartizione delle vendite complessive e del numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) 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 libero⁶⁸. I dati di vendita raccolti dall'Autorità (considerati unitamente agli autoconsumi) sono rappresentativi di

⁶⁸ Quest'anno i venditori che hanno risposto all'Indagine sono pari a: 134 per il servizio di maggior tutela e 2 per la salvaguardia, oltre ai 375 per il mercato libero di cui si è detto nel testo.

una popolazione che riflette il 93%⁶⁹ dei consumi finali stimati da Terna, il gestore delle rete elettrica.

I risultati dell'Indagine annuale (provvisori per il 2014) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale poco più di 247 TWh a circa 37 milioni di clienti. Complessivamente i consumi di energia sono diminuiti del 4,1% rispetto al 2013, mentre i consumatori sono saliti dello 0,5%.

Nel 2014 i dati evidenziano ancora un consistente spostamento dei consumatori domestici verso il mercato libero (il mercato tutelato ha perso un milione di punti di prelievo domestici rispetto al 2013, mentre il libero ne registra 1,4 milioni in più). In entrambi i mercati, tutelato e libero, si evidenzia un'ulteriore discesa di circa 100 kWh nei consumi medi unitari, rispetto al 2013. Come lo scorso anno, insomma, le famiglie – che appaiono sempre più attente alle questioni ambientali – cercano di ridurre la spesa energetica, in parte riducendo i consumi, ma in parte anche spostandosi nel mercato libero, alla ricerca di condizioni di prezzo più favorevoli.

Tavola 3.9 Mercato finale della vendita di energia elettrica

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)		
	2013	2014	VAR. % 2014/2013	2013	2014	VAR. % 2014/2013
Mercato di maggior tutela	63.832	57.968	-9,2%	26.608	25.408	-4,5%
Domestico	42.657	38.624	-9,5%	22.204	21.202	-4,5%
Non domestico	21.176	19.343	-8,7%	4.404	4.206	-4,5%
Mercato di salvaguardia	4.407	3.253	-26,2%	93	75	-18,9%
Mercato libero	189.707	186.132	-1,9%	10.232	11.648	13,8%
Domestico	16.881	18.768	11,2%	7.105	8.398	18,2%
Non domestico	172.826	167.364	-3,2%	3.127	3.250	3,9%
MERCATO FINALE	257.947	247.352	-4,1%	36.932	37.131	0,5%

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2014 anche il servizio di salvaguardia si è fortemente ristretto: l'energia venduta è diminuita del 26% (-1,2 TWh), mentre il numero di clienti serviti si è ridotto quasi del 19% (-17.500 punti di prelievo). Nel 2014, inoltre, sono cambiati i gestori del servizio: per il triennio 2014-2016 si sono aggiudicate il servizio di salvaguardia le società Enel Energia ed Hera Comm (fino al 2013 il servizio era gestito da queste stesse imprese, più Exergia). La riduzione della platea servita e il conseguente ridimensionamento dei prelievi confermano che, dopo aver assorbito punte dovute alla crisi economica delle imprese, il segmento della salvaguardia sta tornando su livelli più fisiologici. Anche se, come verrà meglio spiegato nelle pagine che seguono, un'analisi più dettagliata dei dati a livello territoriale sembra avvalorare l'ipotesi che, prima di perdere i clienti che serviva in salvaguardia, il gestore uscente li abbia incoraggiati a passare al mercato libero, offrendo loro un prezzo più basso.

⁶⁹ Per ottenere la percentuale indicata occorre sommare ai consumi finali dell'Indagine esposti nella tavola 3.10 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.

Come si è detto poco sopra, l'elettricità fornita nel 2014 sul mercato libero ha subito una contrazione del 3,6%, nonostante il ragguardevole aumento dei clienti serviti (+13,8%). La caduta dei volumi venduti sul mercato libero sarebbe stata molto maggiore se la crescita che in questo mercato ha registrato il settore domestico non avesse mitigato la riduzione di oltre 5 TWh dell'energia venduta ai clienti non domestici (-3,2%). Anche nel 2014, infatti, i consumi non domestici hanno registrato una diminuzione in tutti i mercati: -8,7% nella maggior tutela, -30,2% nella salvaguardia e -1,2% nel libero.

Complessivamente, quindi, nel 2014 il mercato tutelato ha acquisito il 23,4% di tutta l'energia venduta al mercato finale (24,7% nel 2013), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito l'1,3% (contro l'1,7% del 2013) e il mercato libero ne ha acquistato il 75,2% (contro il 73,5% del 2013).

Con l'eccezione delle prime cinque posizioni, la classifica (provvisoria) dei primi venti gruppi per vendite complessive al mercato finale nel 2014 (Tavola 3.10) presenta alcune novità rispetto allo scorso anno per l'avvicendamento dei venditori nelle varie posizioni.

Tavola 3.10 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2014

GWh

GRUPPO	CLIENTI		CLIENTI NON DOMESTICI		TOTALE	POSIZIONE NEL 2013
	DOMESTICI	BT	MT	AT/AAT		
Enel	42.765	29.458	8.597	3.426	84.247	1°
Edison	1.525	3.867	10.447	4.199	20.038	2°
Eni	3.043	2.418	3.444	1.053	9.958	3°
Acea	2.234	2.273	3.403	1.745	9.654	4°
Hera	890	2.895	4.499	297	8.582	5°
Gala	44	1.993	5.073	191	7.301	11°
Sorgenia	555	1.870	4.040	433	6.898	8°
E.On	162	1.426	3.598	1.084	6.269	9°
A2A	1.434	2.042	2.422	295	6.192	7°
Axpo Group	1	991	2.241	2.457	5.690	10°
Green Network Luce & Gas	56	552	2.227	1.851	4.685	6°
C.V.A.	128	1.656	2.660	1	4.445	13°
Iren	1.019	1.078	1.734	453	4.282	12°
Energetic Source	2	1.454	1.950	262	3.669	14°
Dolomiti Energia	511	1.183	1.572	168	3.434	17°
Repower AG	0	1.774	1.634	5	3.414	15°
Egea	32	402	2.623	307	3.366	16°
Metaenergia	14	364	2.619	100	3.097	20°
Gruppo Duferco	12	308	553	2.080	2.954	32°
GdF Suez	423	124	673	1.697	2.917	18°
Altri operatori	2.543	12.850	26.506	4.362	46.261	-
TOTALE OPERATORI	57.393	70.980	92.515	26.465	247.352	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'intero mercato della vendita finale, l'operatore dominante resta il gruppo Enel, sebbene la sua quota si vada (lentamente) assottigliando nel tempo: nel 2014 il peso è sceso al 34,1%, contro il 34,8% del 2013. La sua importanza, però, è alquanto differenziata nei vari segmenti del mercato

finale. Nel settore domestico e nel non domestico allacciato in bassa tensione, infatti, il gruppo detiene una quota estremamente ampia e, soprattutto, assai lontana da quelle dei gruppi inseguitori; al contrario, nella vendita a clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, dal 2013 Enel non è più il primo operatore e, ovviamente, possiede quote di mercato poco distanti da quelle dei suoi concorrenti.

Nel 2014 il livello di concentrazione del mercato totale è lievemente risalito: i primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 66,6% delle vendite complessive (la quota era del 66,1% nel 2013 e del 70% nel 2012). Occorrono 16 gruppi (come lo scorso anno) per superare il 75%. Metà del mercato (46,2%) è rifornito dai primi tre gruppi.

Nel 2014 il 74,5% dell'energia consumata dal settore domestico è stata venduta dal gruppo Enel (76,4% nel 2013); con una quota del 5,3%, il secondo gruppo è risultato Eni, che ha superato Acea, quest'anno scesa in terza posizione, nonostante la sua quota sia salita al 3,9% dal 3,7% dello scorso anno. Complessivamente, i primi cinque operatori (Edison e A2A insieme a quelli già citati) detengono l'88,9% del settore domestico (89,0% nel 2013).

Prendendo a riferimento le vendite a clienti non domestici alimentati in bassa tensione, la quota del gruppo Enel, pari al 41,5%, rimane ben distanziata da quella del secondo gruppo (Edison con il 5,4%), ma certamente meno ampia rispetto a quella del segmento domestico. Seguono Hera, con il 4,1%, Eni, con il 3,4% e Acea con il 3,2%. I primi tre gruppi occupano le stesse posizioni ottenute nella classifica del 2013, mentre in quarta posizione c'erano A2A e Sorgenia.

Nel 2014 il gruppo Edison ha consolidato la prima posizione, raggiunta l'anno precedente, nelle vendite ai clienti non domestici in media tensione; se nel 2013 il gruppo mostrava una quota appena superiore a quella di Enel (9,9% e 9,7% erano le rispettive porzioni), quest'anno la distanza tra i due gruppi è aumentata poiché Edison ha raggiunto l'11,3%, mentre Enel è sceso al 9,3%. Gala, Hera e Sorgenia sono i tre gruppi successivi nella classifica, con quote di almeno quattro punti percentuali inferiori ai primi tre.

Nel 2014 il gruppo Edison si è collocato al primo posto anche per le vendite a clienti allacciati in alta o altissima tensione, ai quali ha fornito il 15,9% dell'energia da essi acquisita. In questo caso Edison è seguito a breve distanza da Enel, Axpo Group e dal gruppo Duferco. È passato invece in quinta posizione (7%) il gruppo Green Network Luce & Gas, che nel 2013 era in testa alla classifica dei venditori in tale segmento.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese⁷⁰ connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero. Il servizio è garantito da apposite società di vendita o dalle imprese distributrici con meno di 100.000 clienti allacciati alla propria rete, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

Dall'analisi dei primi risultati dell'Indagine annuale risulta che nel 2014 sono stati venduti, nel mercato di maggior tutela, poco meno di 58 TWh a circa 25 milioni di punti di prelievo (calcolati

⁷⁰ 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.

con il criterio del *pro die*). Rispetto al 2013, i consumi sono scesi di circa 6 TWh (-9,2%), mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti del 4,5%.

Come è accaduto nel 2013, le riduzioni nei volumi sono molto elevate in tutti gli usi: oltre nove punti percentuali in meno per i domestici (-9,5%), quasi altrettanti per gli altri usi (-8,5%), mentre la discesa dei consumi per illuminazione pubblica in termini percentuali è stata quasi del doppio (-18,9%).

Il calo delle vendite ha lasciato praticamente immutate, rispetto al 2013, le quote dei vari usi sul consumo totale. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (38,6 TWh) che, in termini di numerosità (21 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (sceso complessivamente a poco più di 25 milioni di punti di prelievo). L'88,6% del mercato domestico servito in maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi, l'87,1% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono, invece, rispettivamente pari al 77,5% e al 92,9%.

Tavola 3.11 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2014

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 ^(A)	QUOTA	CONSUMO MEDIO
0-1.000 kWh	2.709	7,0%	6.527	30,8%	415
1.000-1.800 kWh	7.151	18,5%	5.079	24,0%	1.408
1.800-2.500 kWh	8.739	22,6%	4.085	19,3%	2.139
2.500-3.500 kWh	10.035	26,0%	3.416	16,1%	2.938
3.500-5.000 kWh	6.434	16,7%	1.580	7,5%	4.071
5.000-15.000 kWh	3.245	8,4%	503	2,4%	6.456
> 15.000 kWh	311	0,8%	12	0,1%	25.465
TOTALE DOMESTICI	38.624	100,0%	21.202	100,0%	1.822
DI CUI					
Domestici residenti fino a 3 kW	29.801	77,2%	15.276	72,1%	1.951
Domestici residenti oltre 3 kW	4.401	11,4%	1.162	5,5%	3.788
Domestici non residenti	4.422	11,4%	4.764	22,5%	928

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Le condizioni contrattuali prevalenti nel mercato di maggior tutela sono, come di consueto, la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme contano per il 95,4% dei punti di prelievo. Quasi tutti i clienti domestici (95,3%) 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; una quota molto modesta, pari al 2,2%, paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 2,5% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria. La porzione di clienti a tariffa bioraria obbligatoria è cresciuta dello 0,6% rispetto allo scorso anno, quella dei clienti con bioraria volontaria è salita dello 0,3% mentre quella dei clienti con tariffa monoraria si è ridotta di oltre un punto percentuale (nel 2013 era pari al 3,4%).

Anche nel 2014 il consumo medio del cliente domestico è ulteriormente diminuito, come da diversi anni a questa parte. Dai 2.014 kWh registrati nel 2012, è sceso a 1.921 kWh nel 2013, per arrivare a 1.822 kWh/anno (Tavola 3.11).

Considerando che il 72% dei punti di prelievo domestici serviti in maggior tutela ha un impianto di potenza fino a 3 kW, il consumo medio delle famiglie italiane è valutabile in 1.951 kWh/anno, un valore di circa 100 kWh inferiore a quello osservato nel 2013. Più elevato, pari a 3.788 kWh, ma sempre in discesa rispetto agli anni scorsi, è il consumo medio dei residenti con potenza superiore a 3 kW, che lo scorso anno raggiungeva i 4.025 kWh; in lieve riduzione rispetto al 2013 anche il consumo medio dei non residenti, che nel 2014 è sceso a 928 kWh contro i 982 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 maggior parte (72%) dei clienti domestici serviti nel mercato tutelato, ben 72 appartengono alle prime tre classi di consumo: acquistano cioè al massimo 2.500 kWh/anno. Il 70% 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 tre classi rappresentano però il 3,9% di tutti i clienti domestici serviti in maggior tutela. Per quanto riguarda, invece, i punti di prelievo non residenti (perlopiù seconde case), il 70,6% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) e i consumi dell'85% di tali clienti non superano i 1.800 kWh/anno.

Tavola 3.12 Clienti non domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2014

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 ^(A)	QUOTA %	CONSUMO MEDIO
0-5 MWh	3.893	20,1%	3.413	81,1%	1.140
5 – 10 MWh	2.557	13,2%	366	8,7%	6.995
10 - 15 MWh	1.724	8,9%	141	3,4%	12.201
15 - 20 MWh	1.371	7,1%	79	1,9%	17.283
20 - 50 MWh	4.618	23,9%	152	3,6%	30.342
50 - 100 MWh	2.691	13,9%	40	0,9%	67.764
100 - 500 MWh	2.357	12,2%	15	0,3%	160.111
500 – 2.000 MWh	124	0,6%	0	0,0%	706.776
2.000 – 20.000 MWh	8	0,0%	0	0,0%	2.431.506
20.000 – 50.000 MWh	0,3	0,0%	0	0,0%	22.992.091
TOTALE NON DOMESTICI	19.343	100,0%	4.206	100,0%	4.599
DI CUI					
Non domestici fino a 16,5 kW	10.234	52,9%	3.908	92,9%	2.618
Non domestici oltre 16,5 kW	8.787	45,4%	279	6,6%	31.532
Illuminazione pubblica	323	1,7%	19	0,5%	16.578

(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 3.12 propone la ripartizione dei volumi (19,3 TWh) e dei punti di prelievo (4,2 milioni) relativi agli usi non domestici serviti nel mercato di maggior tutela per classe di consumo. L'81% dei clienti ricade nella prima fascia di consumo per un volume corrispondente a un quinto dei consumi totali. La seconda classe, quella dei clienti con consumi annui che variano tra 5 e 10 MWh, comprende un altro 8,7% dei punti di prelievo non domestici e assorbe il 13,2% dell'elettricità venduta per usi non domestici. In pratica, il 90% dei clienti non domestici mostra consumi annui che non superano i 10 MWh.

I punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW rappresentano solo il 6,6% dei consumatori non domestici serviti in maggior tutela, ma assorbono il 45% delle vendite totali. Questi clienti sono ovviamente caratterizzati da consumi annui più elevati: metà dei punti di prelievo con potenza superiore a 16,5 kW ricade nelle classi con consumi compresi tra 20 e 500 MWh.

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, ma che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela sono ammessi al servizio di salvaguardia. Dall'1 maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta⁷¹, che ottengono il diritto a esercitare il servizio per tre anni consecutivi. Nel novembre 2013 si è tenuta la procedura concorsuale per l'esercizio del servizio di salvaguardia dal 2014 al 2016. Le imprese che si sono aggiudicate il diritto sono due:

- Enel Energia per i territori di otto regioni: Veneto, Emilia Romagna, Friuli Venezia Giulia, Sardegna, Campania, Abruzzo, Calabria e Sicilia;
- Hera Comm per i territori delle restanti 12 regioni, vale a dire: Liguria, Piemonte, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige, Lombardia, Toscana, Marche, Umbria, Lazio, Puglia, Molise e Basilicata.

Anche nel 2014, come già accadde nel 2013, il regime di salvaguardia si è ristretto: lo scorso anno, infatti, su questo mercato sono stati serviti poco più di 75.000 punti di prelievo (calcolati con il criterio del *pro die* e cioè conteggiati per le frazioni di anno per le quali sono stati serviti), che complessivamente hanno prelevato circa 3,3 TWh. In pratica, il mercato della salvaguardia risulta essersi ridotto del 18,9% in termini di punti di prelievo e del 26,2% in termini di energia consumata rispetto al 2013. La contrazione di punti serviti e volumi di consumo è avvenuta in tutte le tipologie di clienti, con l'eccezione degli altri usi connessi in alta tensione, per i quali si evidenzia un netto calo nei punti di prelievo, ma una sostanziale invarianza nell'energia prelevata.

La salvaguardia riguarda quasi esclusivamente gli usi industriali e commerciali, che prelevano il 91,3% di tutta l'energia venduta su questo mercato. Per lo più tali clienti sono allacciati in media tensione (61,7%), ma una quota non trascurabile di essi (26%) è connessa in bassa tensione. Il restante 8,7% dell'energia è utilizzato per l'illuminazione pubblica.

Un'analisi più dettagliata a livello territoriale offre alcuni spunti interessanti. Il 2014, infatti, è il primo anno del triennio 2014-2016 di nuova gestione del servizio. Nel triennio precedente (2011-2013) gli operatori della salvaguardia erano tre: Enel Energia, Hera Comm ed Exergia. In base ai risultati dell'ultima procedura concorsuale, i territori precedentemente serviti dalla società Exergia sono stati aggiudicati in parti quasi uguali tra Enel Energia e Hera Comm. La prima ha ottenuto tre

⁷¹ Come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

delle regioni precedentemente servite da Exergia, mentre la seconda si è aggiudicata le restanti quattro. Nell'ambito dell'asta, però, anche altre quattro regioni hanno visto cambiare il gestore della salvaguardia.

A livello geografico si nota come il dato medio nazionale osservato nella riduzione dei punti di prelievo serviti in salvaguardia, pari al 18,9%, mostri una fortissima variabilità territoriale: si passa infatti da regioni in cui le diminuzioni risultano vicine o superiori al 40%, ad altre in cui il numero di clienti serviti in salvaguardia è addirittura salito. In media, nelle regioni in cui vi è stato un avvicendamento nella gestione del servizio, il numero di punti di prelievo risulta calato del 24,4%, mentre in quelle in cui il gestore è rimasto invariato, il calo è solo del 9,5%. Queste evidenze, analizzate insieme ad altri dati provenienti dal monitoraggio mensile del mercato della salvaguardia, sembrano avvalorare l'ipotesi che il gestore uscente, prima di perdere i clienti che serviva in salvaguardia, li abbia incoraggiati a passare al mercato libero, offrendo loro un prezzo più basso. In questo caso, la salvaguardia ha quindi agito da stimolo alla concorrenza. Più in generale, comunque, vale sempre quanto già osservato negli anni scorsi e cioè che il ridursi del perimetro di questo mercato (tanto nei consumi, quanto negli acquirenti) costituisce, per certi aspetti, un segnale positivo sull'andamento dell'economia, perché il servizio di salvaguardia è anche il regime in cui finiscono gli utenti del mercato libero che perdurano in una condizione di morosità.

Come nel 2013, la quota di Hera Comm è risultata superiore a quella di Enel Energia, ma il divario tra le due è aumentato. La quota di Exergia, che nel 2013 serviva il 19,5% di questo mercato, è andata soprattutto a vantaggio di Hera, passata dal 42,9% al 57,5%, mentre Enel Energia è salita dal 37,6% al 42,5%.

Mercato libero

Come si è visto nelle pagine precedenti, nel 2014 il mercato libero dell'energia elettrica si è nuovamente allargato in termini di clienti e di numero di operatori presenti, nonostante la contemporanea flessione nelle quantità vendute. Secondo quanto è emerso dall'Indagine annuale sui settori regolati (i cui risultati sul 2014, è bene ribadirlo, sono ancora preliminari), l'anno scorso il numero di venditori attivi è salito di 46 unità, ma l'elettricità venduta è diminuita di 3,6 TWh. Perciò il volume di vendita medio unitario delle imprese che operano su questo mercato si è abbassato del 16%, collocandosi a 580 GWh, il valore storicamente più basso rilevato sinora, pari al 43% di quello del 2007, anno di completa apertura del mercato.

Nella tavola 3.13, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente e per tensione; i clienti serviti nel mercato libero sono perlopiù cresciuti, con tassi di variazione in alcuni casi molto elevati.

Spicca, in particolare, il settore domestico, nel quale i punti di prelievo sono saliti del 18,2% rispetto al 2013, dato che risulta ancor più notevole se si considera che segue il +22,5% registrato nel 2013. Ma anche l'illuminazione pubblica evidenzia una crescita del 3,1% nei punti di prelievo serviti (crescita che è ancora maggiore, pari al 10,7%, se valutata tenendo conto solo della media tensione). I punti di prelievo della categoria "altri usi", invece, crescono solo in bassa tensione, mentre registrano un calo nella media tensione e più ancora nell'alta/altissima tensione.

Non altrettanto è accaduto ai volumi di vendita: in questo caso si evidenziano tassi di variazione molto positivi solo per i clienti domestici, verso i quali le vendite sono salite dell'11,2%, ovvero di quasi 2 TWh, e per l'illuminazione pubblica allacciata in media tensione. I maggiori quantitativi di

energia venduti a questi clienti, tuttavia, non sono bastati a compensare la contrazione di 5,5 TWh registrata nei consumi degli altri usi (-3,3%).

Tavola 3.13 Mercato libero per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)		
	2013	2014	VAR. % 2014/2013	2013	2014	VAR. % 2014/2013
BT	68.037	69.296	1,9%	10.127	11.548	14,0%
Domestico	16.881	18.768	11,2%	7.105	8.398	18,2%
Illuminazione pubblica	4.857	4.877	0,4%	218	224	3,0%
Altri usi	46.299	45.651	-1,4%	2.805	2.926	4,3%
MT	91.587	90.488	-1,2%	103	99	-4,4%
Illuminazione pubblica	339	373	10,0%	0,90	1,00	10,7%
Altri usi	91.248	90.115	-1,2%	102	98	-4,5%
AT e AAT	30.084	26.348	-12,4%	1,04	0,97	-6,9%
Altri usi	30.084	26.348	-12,4%	1,04	0,97	-6,9%
TOTALE	189.707	186.132	-1,9%	10.232	11.648	13,8%

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Da un punto di vista relativo si osserva che il 37,2% dei volumi è stato acquisito dai consumatori connessi in bassa tensione (era il 35,9% nel 2013), il 48,6% dalla media tensione (era il 48,3% nel 2013) e il 14,2% dall'alta e altissima tensione (era il 15,9% nel 2013). Conseguentemente, quindi, la quota degli "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), che nel 2013 era dell'88,4% sull'intero mercato libero, è scesa all'87,1% in termini di energia e al 26% in termini di punti di prelievo (era al 28,4% nel 2013).

Tra i **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 23,7% dei clienti. Tuttavia, anche le due classi successive possiedono un peso simile. Se si guarda ai volumi di acquisto, invece, la classe più importante risulta quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, cui viene venduto il 28,4% di tutta l'energia acquisita dal settore domestico nel mercato libero. Di fatto, l'85% dei punti di prelievo possiede un livello di consumo che non supera i 3.500 kWh/anno. In ogni classe i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano molto simili a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela.

Nel 2014 il 16% dei clienti domestici, circa 1,3 milioni, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. La quota di clienti domestici con questo tipo di contratto è salita di un punto percentuale rispetto a quella registrata nel 2013. Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 2,9 TWh, oltre il 15% di tutta l'energia venduta ai domestici sul mercato libero. Anche questi clienti mostrano consumi medi simili a quelli generali. La disaggregazione, disponibile anche per il mercato libero, dei clienti per tariffa applicata mostra una preferenza per la modalità contrattuale bioraria, che è stata scelta in oltre la metà (55%) dei casi. Il 36,8% dei clienti ha scelto la modalità monoraria e solo il 9% quella multioraria.

Per quanto riguarda i clienti **non domestici**, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo elevate: metà dell'energia complessivamente acquistata dal settore non

domestico viene venduta a clienti con consumi superiori a 2.000 MWh/anno. Il 55% dei clienti, tuttavia, risulta consumare 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 circa 76.000 sugli oltre 3 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è circa pari a 1,8 TWh sui 167 complessivi.

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 **mercato della maggior tutela** sia rimasta sostanzialmente invariata rispetto al 2013. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato pari all'85,4%, tre decimi di punto percentuale inferiore a quella dell'anno precedente; seguono Acea Energia (5%), A2A Energia (3,6%) e Iren Mercato (1,2%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

Il gruppo Enel, che come si è visto domina il segmento tutelato del mercato finale elettrico, è decisamente meno importante nel **segmento libero**, seppure anche qui mantiene la prima posizione. Nel 2014, infatti, la sua quota di vendita a clienti liberi è risultata del 17,9%, sette punti superiore a quella del gruppo Edison. La distanza rispetto al secondo gruppo si è ulteriormente accorciata rispetto al 2013, considerando che la quota di Enel è cresciuta meno di quanto non sia accaduto a quella di Edison (quest'anno al 10,8% contro il 9,9% dell'anno precedente). Al contrario, il gruppo Eni mantiene la terza posizione, sebbene evidenzia una percentuale in lieve riduzione rispetto a quella del 2013 (5,3% al posto di 5,5%).

Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero è lievemente risalito: la quota dei primi tre gruppi è passata dal 33% al 34%; quella dei primi dieci è salita al 57,6% dal 56,8% del 2013.

Nell'**intero mercato retail**, l'operatore dominante resta il gruppo Enel, sebbene la sua quota si vada (lentamente) assottigliando nel tempo: nel 2014 il peso è sceso al 34,1%, contro il 34,8% del 2013. La sua importanza, però, è alquanto differenziata nei vari segmenti del mercato finale. Nel settore domestico e nel non domestico allacciato in bassa tensione, infatti, il gruppo detiene una quota estremamente ampia e, soprattutto, assai lontana da quelle dei gruppi inseguitori; al contrario, nella vendita a clienti non domestici in media e in alta/altissima tensione, dal 2013 Enel non è più il primo operatore e, ovviamente, possiede quote di mercato poco distanti da quelle dei suoi concorrenti.

Tavola 3.14 Mercato retail: quote di mercato dei primi tre operatori per livello di tensione nel 2014

LIVELLO DI TENSIONE	N. OPERATORI CON QUOTA >5%	QUOTA CUMULATA PRIMI 3 OPERATORI
Bassa tensione (domestici)	2	83,7%
Bassa tensione (non domestici)	2	52,1%
Media tensione	4	26,6%
Alta e altissima tensione	7	38,5%
MERCATO TOTALE	2	46,9%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I gruppi societari che nel 2014 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 2: Enel con il 34,6% (aveva il 34,8% nel 2013) ed Edison con l'8,2% (7,3% nel 2013). Seguono il gruppo Eni, con una quota di mercato del 4,1%, ed Acea (4,0%). I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 67,6% delle vendite complessive (contro il 66,1% dell'anno precedente). La tavola 3.14 evidenzia il dettaglio per livello di 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 vigilanza sui prezzi di vendita nel mercato 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 fatturati dai venditori ai clienti domestici e non domestici, distinti in classi di consumo e per tipo di mercato (tutelato e libero);
- 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 approvato⁷² 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, i prezzi medi raccolti dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/elt 167/08 confluiscono, limitatamente ai venditori obbligati ai sensi del TIMR, nell'ambito del sistema di 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 previsti dalla direttiva 2008/92/CE del 22 ottobre 2008 concernente la procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica.

I dati della seconda rilevazione vengono invece utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle alla base della Relazione Annuale.

Per quanto concerne il monitoraggio sull'applicazione dei prezzi biorari, l'art. 6-ter del Testo Integrato vendita ("TIV") prevede che ciascun esercente la maggior tutela comunichi trimestralmente all'Acquirente unico (con riferimento a ciascun mese del trimestre considerato) il corrispettivo PED applicato a ogni cliente servito, distinguendo tra punti di prelievo per i quali è applicato un corrispettivo differenziato per fasce orarie e punti per i quali il corrispettivo applicato

⁷² Con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11.

risulta monorario. Viene richiesta altresì la comunicazione dei clienti per i quali l'esercente la maggior tutela ha effettuato, prima dell'applicazione di corrispettivi PED differenziati per fasce, la comunicazione dei consumi differenziati per fascia e per mesi o per raggruppamenti di mesi. Tale informazione è stata utilizzata per finalità di controllo da parte dell'Autorità nella fase di prima implementazione dei prezzi biorari ai clienti domestici.

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2014 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento di energia elettrica è risultato pari a 103,41 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli operatori del mercato libero di includere esclusivamente le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento e costi di commercializzazione della vendita. Il dato si riferisce, come già nel 2013, al totale delle offerte del mercato libero e considerando tutte le tipologie di clienti servite in bassa tensione.

Per quanto riguarda, invece, le vendite relative al servizio di maggior tutela, il prezzo medio si è attestato sui 99,48 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli esercenti il servizio di maggior tutela di includere esclusivamente le seguenti componenti (già inclusive delle perdite di rete): PED (PE+PD), PCV, $DISP_{BT}$ e PPE, ovvero le voci relative all'acquisto e al dispacciamento dell'energia elettrica, i costi di commercializzazione della vendita e le componenti di perequazione.

Complessivamente si registra, quindi, anche nel 2014 per i clienti serviti in bassa tensione un prezzo più elevato nel mercato libero, come nei tre anni precedenti. Così come nel 2013, si rileva una netta differenziazione tra i clienti domestici e quelli non domestici. Mentre per i domestici il mercato libero risulta più oneroso e con un differenziale rilevante (19,30 €/MWh, pari a +19,7%), per i clienti non domestici in bassa tensione il mercato libero presenta una convenienza (-4,66 €/kWh, pari a -4,5%). Anche se, giova ricordare, che in media il cliente non domestico in bassa tensione nel mercato libero presenta un consumo di 15.900 kWh/anno, mentre quello servito nell'ambito della maggior tutela presenta un consumo medio pari a 4.600 kWh/anno. Nel valutare tali dati occorre comunque sempre considerare che le offerte sul mercato libero sono in genere più articolate e comprendono spesso servizi accessori (per esempio, polizze assicurative o strumenti per l'efficienza energetica) non presenti nel servizio della maggior tutela. Esse inoltre sono talvolta caratterizzate da strutture di prezzo, come quelle a prezzo bloccato, che comportano meccanismi di aggiornamento dei corrispettivi diversi da quello della maggior tutela, che si muove con cadenza trimestrale.

Nelle tavole 3.15, 3.16, 3.17 e 3.18 è illustrato il prezzo medio rilevato sul mercato libero per l'approvvigionamento dell'energia elettrica distinto per classe di consumo e livello di tensione, sia per la clientela domestica, sia per la clientela non domestica.

Per i consumatori domestici il confronto tra i prezzi per la fornitura *dual fuel* e quelli relativi alla fornitura della sola energia elettrica (Tavola 3.15) mostra, nel complesso, un vantaggio per i primi, sino a un consumo di 5.000 kWh/anno. La distanza tra i due prezzi appare infatti molto diversificata in funzione delle classi di consumo, probabilmente in ragione delle differenti politiche commerciali operate dai venditori *dual fuel*. Similmente, per i clienti non domestici (Tavola 3.17) la convenienza della fornitura *dual fuel* esiste solo per quelli serviti in bassa tensione, caratterizzati quindi da livelli di consumo annuo molto più bassi e simili ai domestici. Su questa specifica materia occorre, però, sottolineare la natura incompleta dei dati disponibili, perché molti venditori non hanno risposto all'apposita domanda dell'Indagine.

Tavola 3.15 Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero suddivisi per classe di consumo nel 2014^(A) – costo di approvvigionamento

€/MWh

CLASSE DI CONSUMO	TOTALE CLIENTI DOMESTICI		DI CUI CON FORNITURA DUAL FUEL	
	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)
< 1.000 kWh	749	144,39	119	101,00
1.000-1.800 kWh	2.824	120,75	498	102,38
1.800-2.500 kWh	3.986	117,02	657	104,56
2.500-3.500 kWh	5.325	114,93	768	106,55
3.500-5.000 kWh	3.703	114,61	498	110,05
5.000-15.000 kWh	1.998	113,28	290	113,88
> 15.000 kWh	181	105,83	38	116,21
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	18.765	117,10	2.868	106,62

(A) Dati provvisori.

(B) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento, costi di commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.16 Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero suddivisi per tipo di tariffazione oraria nel 2014^(A) – costo di approvvigionamento

€/MWh

TARIFFAZIONE ORARIA	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)
Monoraria	10.440	116,41
Bioraria	6.632	118,07
Multioraria	1.696	116,86
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	18.768	117,38

(A) Dati provvisori.

(B) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento, costi di commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.17 Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero suddivisi per livello di tensione nel 2014^(A) – costo di approvvigionamento

€/MWh

LIVELLO DI TENSIONE	TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI		DI CUI CON FORNITURA DUAL FUEL	
	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)
Bassa tensione	49.047	98,17	1.226	93,29
Media tensione	88.536	79,53	527	79,11
Alta e altissima tensione	26.086	67,19	36	79,12
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	163.670	83,15	1.789	88,83

(A) Dati provvisori.

(B) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento, costi di commercializzazione.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.18 Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero suddivisi per tipo di tariffazione oraria nel 2014^(A) – costo di approvvigionamento

€/MWh

TARIFFAZIONE ORARIA	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)
Monoraria	50.527	104,32
Bioraria	90.488	79,60
Multioraria	26.348	67,23
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	167.364	85,12

(C) Dati provvisori.

(D) Il prezzo è calcolato includendo le componenti riferite a energia, dispacciamento, perdite di rete, sbilanciamento, costi di commercializzazione.

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.

Come detto nelle pagine precedenti, l'Autorità ha definito i soggetti obbligati al monitoraggio, vale a dire gli esercenti la vendita o le imprese distributrici aventi le caratteristiche necessarie (in termini di numero di punti serviti) tenuti all'invio dei dati di base necessari per il calcolo degli indicatori⁷³ da parte dell'Autorità, nonché l'insieme minimo di indicatori di mercato e le relative modalità di calcolo. Inoltre, sono state definite le attività di rilevazione dei dati di base (quali dati raccogliere, con che cadenza e con quali modalità) e le modalità di pubblicazione e aggiornamento degli esiti del monitoraggio della vendita al dettaglio.

Nell'ambito del sistema di monitoraggio *retail* sono confluite, a partire da gennaio 2012, anche le raccolte che venivano effettuate dall'Autorità relativamente sia all'evoluzione dei regimi di tutela per i clienti finali, definiti secondo quanto previsto dalla legge 3 agosto 2007, n. 125, e come confermato dal decreto legislativo n. 93/11 (servizio di maggior tutela e servizio di salvaguardia), sia alle informazioni riguardanti il fenomeno della morosità. Nel gennaio 2012, l'Autorità ha avviato la raccolta sistematica dei dati di base, che è poi continuata anche negli anni successivi. Tale raccolta è funzionale alla pubblicazione, da parte dell'Autorità, sia del *Rapporto sul monitoraggio retail* che riporta gli indici misurati, sia alla relativa analisi circa l'evoluzione delle condizioni di funzionamento dei mercati della vendita al dettaglio, con particolare riferimento al grado di apertura e ai livelli di concorrenzialità e trasparenza, nonché al grado di partecipazione e di soddisfazione dei clienti finali.

Per l'anno 2014, l'Autorità ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati oggetto del monitoraggio, pubblicando sul sito internet l'elenco di tali soggetti. Nello specifico, risultano obbligati complessivamente 119 soggetti. Con riferimento al solo settore dell'energia elettrica,

⁷³ Gli indicatori sono formule sintetiche rappresentative dei fenomeni oggetto di monitoraggio *retail*.

risultano obbligati 13 distributori di energia elettrica e 52 venditori di energia elettrica. Di questi ultimi, solo tre sono monofornitura, mentre i rimanenti vendono sia energia elettrica, sia gas naturale. Le raccolte dei dati, riferite alle informazioni rilevanti a partire dall'1 gennaio 2014, hanno avuto inizio dal mese di aprile 2014. L'Autorità ha pubblicato, il 12 febbraio 2015, il rapporto relativo al *Monitoraggio retail. Rapporto annuale 2012 e 2013*, che sintetizza gli esiti dell'attività di monitoraggio⁷⁴.

L'Autorità pubblica sul proprio sito internet l'evoluzione dei clienti serviti nella maggior tutela sulla base dei dati inviati mensilmente dagli esercenti la maggior tutela. I dati pubblicati, aggregati per trimestre e per zona geografica, riguardano il numero di punti di prelievo serviti nel regime di maggior tutela, i passaggi al mercato libero (per i quali viene indicato anche il dettaglio dei passaggi a società legate all'esercente la maggior tutela) e gli eventuali rientri dal mercato libero al servizio di maggior tutela. Non sono annoverati i cambi di fornitore dei clienti tra gli operatori del mercato libero.

In tema di misure adottate per promuovere un'effettiva concorrenza occorre menzionare il **Trova Offerte**, un sistema di ricerca delle offerte commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas rivolte ai clienti domestici.

A partire dalla data di prima pubblicazione del sistema, si è rilevata una media di circa 1.150 accessi/giorno alla pagina iniziale del percorso di ricerca, con numerosi picchi giornalieri superiori ai 5.000 accessi. In particolare, nel 2014 gli accessi complessivi alla pagina iniziale sono stati 367.952, mentre i calcoli effettuati sono stati 442.580. Le ricerche realizzate nel mese di marzo 2015, utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo⁷⁵, nelle maggiori città italiane mostrano la presenza per il servizio elettrico di circa 35 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con l'offerta più economica che offre potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte per abitazioni in Roma, di poco meno di 30 €/anno (-5,7%) rispetto alla fornitura alle condizioni di maggior tutela vigenti nel primo trimestre 2015, e di 110 €/anno (-19%) rispetto all'offerta meno economica.

La ricerca per offerte congiunte (elettricità e gas) visualizza fino a sei/sette risultati; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica risulta sostanzialmente equivalente a quella ottenuta sommando la spesa associata alle offerte più economiche per la fornitura singola di energia elettrica e di gas naturale disponibili nella medesima località (a marzo 2014 risultava un divario di oltre 35 € a svantaggio dell'offerta congiunta), inferiore di circa 160 €/anno (-9%) rispetto alla spesa ottenuta sommando la spesa associata ai prezzi tutelati (a marzo 2014 risultava inferiore di circa 150 €/anno, pari a -8,2%). Per entrambi i servizi, elettrico e gas, le offerte più economiche in base alla lista dei risultati di ricerca sono quelle che prevedono un prezzo bloccato, la stipulazione del contratto tramite internet, la domiciliazione dei pagamenti e l'invio di bollette in formato elettronico.

In tema di misure adottate per promuovere un'effettiva concorrenza occorre infine menzionare il **Sistema informativo integrato** (SII) per la gestione dei flussi informativi relativi ai mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, ideato dall'Autorità fin dal 2008 ed avviato nel 2012.

La finalità SII, istituito presso l'Acquirente Unico con la legge del 13 agosto 2010, n. 129/10, è quella di gestire i flussi informativi fra i soggetti che partecipano ai mercati dell'energia elettrica e

⁷⁴ Si veda il Rapporto 5 febbraio 2015, 42/2015/l/com disponibile qui: <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/042-15.htm>.

⁷⁵ Servizio elettrico: abitazione di residenza anagrafica con potenza impegnata pari a 3 kW e consumo pari a 2.700 kWh/anno, ripartito per il 33,4% nella fascia F1 e per il 66,6% nella fascia F23; servizio gas: consumo pari a 1.400 m³/anno.

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.

Con riferimento al settore elettrico, a decorrere dal mese di luglio 2013, il SII è diventato il canale ufficiale per la messa a disposizione agli utenti del dispacciamento di alcuni dati rilevanti ai fini del *settlement*. Attualmente sono in via di implementazione il processo di pre-check (ovvero l'attività di verifica della corrispondenza tra il codice POD di un punto di prelievo e i dati identificativi del cliente finale titolare di tale punto) e di voltura contrattuale. In relazione al settore gas sono state invece disciplinate le attività funzionali all'accreditamento degli Utenti al Sistema e al popolamento del RCU, che dovevano essere completate nel mese di dicembre 2014.

Switching

L'indagine annuale effettuata presso gli operatori della distribuzione 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 2014⁷⁶.

Sulla base dei dati forniti raccolti, lo *switching* complessivo nel mercato elettrico è rimasto consistente (Tavola 3.19). Complessivamente, oltre 3,5 milioni di clienti, cioè il 9,6%, hanno cambiato fornitore almeno una volta nel corso del 2014. In termini di volumi essi corrispondono quasi a un quarto (24,2%) del totale dell'energia distribuita. Come già era accaduto nel 2013, anche quest'anno lo *switching* risulta in aumento, se valutato in termini di punti di prelievo, e in diminuzione, se misurato in termini di volumi. Ciò probabilmente perché negli ultimi anni tra i clienti che cambiano fornitore sono sempre più numerosi quelli caratterizzati da bassi livelli di consumo.

A ulteriore conferma si osservi anche la composizione del dato totale: i tassi di *switching* dell'utenza non domestica distinta per livello di tensione risultano maggiormente equilibrati che in passato, quando – storicamente – erano i volumi dei consumatori allacciati in media e soprattutto in alta o altissima tensione a registrare i tassi di *switching* più elevati, e dunque a spingere il valore complessivo verso l'alto. Inoltre, anche nel 2014 si continua a registrare una sempre maggiore partecipazione del settore domestico, i cui tassi di *switching* aumentano di anno in anno.

Dopo il 7,4% registrato nel 2013, in effetti, la percentuale di clienti domestici che ha cambiato fornitore è salita all'8,1%, corrispondente a una quota di energia che ha superato il 10%. Tra i clienti non domestici, inoltre, quelli allacciati in bassa tensione (che per livello di consumo sono molto più simili ai domestici) hanno registrato tassi di *switching* superiori (in punti di prelievo e in volume) a quelli dei grandi consumatori allacciati in alta o altissima tensione. Ancora una volta, tuttavia, tra la clientela non domestica il segmento più dinamico è rimasto quello dei clienti connessi in media tensione: il 28,7% di loro (circa 31.000 punti di prelievo) ha cambiato fornitore nel 2014. La quota è però in lieve flessione rispetto al 2013.

⁷⁶ 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.

Tavola 3.19 Tassi di *switching* dei clienti finali

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2013		2014	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	9,7%	7,4%	10,3%	8,1%
Non domestico	32,2%	15,3%	28,0%	15,8%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	29,5%	15,1%	28,5%	15,6%
- media tensione	39,0%	27,5%	32,3%	28,7%
- alta e altissima tensione	21,1%	14,5%	17,1%	11,9%
TOTALE	27,2%	9,0%	24,2%	9,6%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 di energia** 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.

Nel primo trimestre 2014, si è verificato un picco, relativo sia ai nuovi reclami, provenienti dai clienti finali, sia ai c.d. "ritorni", ossia le risposte dei clienti alle richieste di regolarizzazione (integrazione dei reclami irregolari e/o incompleti), ma soprattutto le risposte degli esercenti alle richieste di informazioni dello Sportello. Si sono resi, quindi, opportuni interventi volti al miglioramento della tempestività e dell'efficacia del trattamento dei reclami, anche tenendo conto di alcune criticità evidenziate dalle associazioni rappresentative dei clienti finali, nonché dagli esercenti. Unitamente all'efficacia, è stato perseguito anche l'obiettivo dell'economicità, in quanto, sebbene l'invio di un reclamo allo Sportello, a oggi, non comporti alcun costo diretto per i clienti che si rivolgono ad esso, c'è tuttavia un onere indiretto, in quanto la copertura dei costi dello Sportello è assicurata dai Conti qualità, alimentati sia tramite le penalità che gli esercenti pagano a fronte di livelli di qualità raggiunti non conformi a quelli previsti dall'Autorità, sia tramite alcune le componenti delle tariffe di distribuzione⁷⁷.

L'Autorità ha, quindi, posto in consultazione i propri orientamenti⁷⁸ per il miglioramento dell'efficacia e dell'economicità delle attività relative al trattamento dei reclami da parte dello

⁷⁷ Si tratta, in particolare della componente UC₆ per l'energia elettrica e della componente RS per il gas.

⁷⁸ Documento per la consultazione 20 marzo 2014, 115/2014/E/com.

Sportello, anche tramite strumenti incentivanti/disincentivanti volti a garantire la qualità delle attività svolte dai vari soggetti coinvolti. La consultazione si è conclusa nel marzo 2014 con l'adozione⁷⁹ di alcune modifiche e integrazioni al regolamento di funzionamento dello Sportello, nonché ad alcune disposizioni in tema di reclami e richieste di informazione sull'applicazione del corrispettivo di morosità (C^{MOR})⁸⁰.

In particolare, con riferimento alle modalità di presentazione dei reclami e ai canali di contatto con lo Sportello, a partire dall'1 gennaio 2015, è stato previsto, per le associazioni di clienti finali non domestici, per i professionisti delegati dal cliente finale o dal *prosumer* e per le associazioni dei consumatori, l'obbligo di presentare i reclami tramite un modulo predisposto dallo Sportello e mediante modalità telematiche di inoltro. Per tutti i soggetti che presentano il reclamo in modalità telematica, è possibile verificare *on line* lo stato di avanzamento della gestione del reclamo da parte dello Sportello.

Con riferimento alle tempistiche e alle modalità di risposta degli esercenti e del Gestore dei servizi energetici (GSE) alle richieste di informazioni dello Sportello, sono stati previsti, tra l'altro:

- l'obbligo di adesione a un portale ad hoc per tutti gli esercenti e per il GSE;
- la possibilità, per lo Sportello, di inoltrare in alcuni casi le proprie richieste direttamente al distributore competente, anche in assenza di un preventivo reclamo al distributore stesso;
- il calcolo di un indicatore prestazionale relativo alla qualità della risposta degli esercenti alle richieste di informazioni dello Sportello, articolando le tipologie di risposta e il conseguente punteggio in relazione alla tempestività, all'eshaustività e ai tempi di risoluzione della problematica del cliente o del *prosumer* indicati dall'esercente (in relazione alle osservazioni formulate dai partecipanti alla consultazione e all'esigenza di approfondire i possibili effetti dell'introduzione di ulteriori strumenti reputazionali, la pubblicazione comparativa dell'indicatore prestazionale è stata rinviata a un momento successivo).

Relativamente alla qualità delle risposte fornite dallo Sportello e alla sua *accountability*, è stata introdotta la pubblicazione, con cadenza almeno semestrale, nel sito web dello Sportello, dei livelli di qualità previsti dal Progetto Sportello e raggiunti dallo Sportello, nonché dei risultati delle rilevazioni della *customer satisfaction*, e l'eventuale applicazione di una penalità a valere sui costi riconosciuti per lo svolgimento delle attività relative al trattamento dei reclami da parte dello Sportello, nel caso di mancato rispetto del livello di servizio relativo alla qualità delle comunicazioni inviate dal medesimo Sportello.

Alla fine del 2014 sono state apportate ulteriori modifiche al regolamento dello Sportello (con decorrenza 1 luglio 2015)⁸¹. In particolare, è stata modificata la definizione di *prosumer*, ai fini di armonizzazione con la procedura di approvazione della disciplina per la trattazione dei reclami presentati dagli operatori contro un gestore di un sistema di trasmissione, trasporto, stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione⁸².

⁷⁹ Delibera 19 giugno 2014, 286/2014/R/com.

⁸⁰ Con la finalità di garantire all'esercente la vendita uscente un indennizzo per il mancato incasso del credito relativo alle fatture degli ultimi tre mesi precedenti alla data di *switching* del cliente finale moroso la disciplina del sistema indennitario prevede un indennizzo, pari - al massimo - alla stima della spesa di due mesi di erogazione della fornitura, che è posto a carico del cliente finale moroso attraverso l'applicazione di un corrispettivo aggiuntivo della tariffa di distribuzione, il corrispettivo C^{MOR} , da parte dell'esercente la vendita entrante.

⁸¹ Con la delibera 11 dicembre 2014, 605/2014/E/com.

⁸² Di cui alla delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com.

Anche nel corso del 2014, lo Sportello ha gestito due procedure speciali di reclamo, relativamente alle quali l’Autorità ha previsto determinate tempistiche di risposta: si tratta, in particolare, della procedura di reclamo relativa ai contratti non richiesti⁸³ e della procedura di richiesta di informazioni relativa al sistema indennitario⁸⁴. La procedura di reclamo relativa ai contratti non richiesti è stata anche modificata⁸⁵ per adeguarla alle nuove previsioni del Codice di consumo⁸⁶. Tale procedura è finalizzata alla conciliazione volontaria tra fornitore apparentemente “non voluto” e cliente finale mediante *switching back* (ripristino del contratto ancora in essere con il venditore precedente). Essa si applica su base volontaria e gratuita per il cliente, non è finalizzata all’accertamento di contratti non richiesti e non è né sovrapponibile, né alternativa alla tutela giudiziaria o al ricorso presso l’Autorità garante della concorrenza e del mercato. La procedura speciale attiva per il corrispettivo di morosità ha confermato una crescita di richieste nel 2014, legata, presumibilmente, all’incremento del fenomeno della morosità, che sta tuttora interessando il mercato dell’energia in Italia.

Sempre in virtù delle modifiche apportate dal regolamento, dall’inizio di gennaio 2015 lo Sportello è chiamato a gestire un’ulteriore procedura speciale per i reclami in tema di bonus sociale, nei casi di mancata validazione o mancata erogazione, in presenza di tutti i requisiti previsti dalla normativa.

Infine, a seguito dell’adozione di nuove disposizioni funzionali all’acquisizione della titolarità di un punto di prelievo attivo da parte di un cliente finale, nel corso del 2014 è stato attribuito allo Sportello un nuovo compito di supporto informativo al consumatore⁸⁷. Infatti, il cliente finale, che non sia nelle condizioni di accedere alle informazioni utili a identificare la controparte commerciale preesistente, può rivolgersi allo Sportello presentando apposita richiesta accompagnata dalla dichiarazione sostitutiva dell’atto di notorietà, con riferimento al possesso dei titoli relativi all’unità immobiliare per la quale si richiede la fornitura.

Nel periodo compreso tra l’1 gennaio 2014 e il 31 dicembre 2014, le comunicazioni – cioè l’insieme di reclami, segnalazioni e richieste di informazione – relative al settore elettrico sono state 29.840 (pari al 64% del totale), con un lieve aumento rispetto al 2013. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni, le quali in valore assoluto sono raddoppiate.

Dall’analisi dei dati contenuti nella tavola 3.20, emerge che gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2014 sono, nell’ordine: i contratti, la fatturazione, il bonus e il mercato. Rispetto all’anno 2013, si nota la crescita delle comunicazioni relative alla fatturazione e al bonus, che sembra dovuto, tuttavia, all’incremento generalizzato delle comunicazioni allo Sportello. Si rilevano, invece, un sensibile aumento delle comunicazioni relative ai contratti e una diminuzione dell’argomento “mercato”.

Le comunicazioni in merito alle fatturazioni riguardano principalmente le problematiche relative alla corretta quantificazione dei consumi, alla periodicità di emissione delle bollette e ai conguagli; quelle relative all’argomento “mercato” afferiscono, invece, soprattutto alle problematiche

⁸³ Di cui alla Parte III dell’Allegato A alla delibera dell’Autorità 153/2012/R/com.

⁸⁴ Di cui alla delibera 99/2012/R/eel.

⁸⁵ Con la delibera 6 giugno 2014, 266/2014/R/com.

⁸⁶ Con il decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21, è stata recepita nell’ordinamento italiano la direttiva 2011/83/UE sui diritti dei consumatori, che ha determinato la modifica di alcune previsioni del Codice di consumo con riguardo alla fase di conclusione dei contratti tra professionisti e consumatori, anche nel caso in cui questi contratti siano conclusi a distanza o fuori dei locali commerciali, a partire dal 13 giugno 2014, includendo anche i contratti per la fornitura di energia elettrica, gas e acqua.

⁸⁷ Con la delibera 31 luglio 2014, 398/2014/R/eel.

inerenti all'effettivo rispetto del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità, alla doppia fatturazione e alla regolarità dei cambi di fornitore. Nella tematica "mercato" sono compresi i reclami gestiti secondo la procedura speciale prevista per i contratti non richiesti.

Le comunicazioni in materia di bonus elettrico si sono concentrate sulla mancata erogazione del bonus stesso e sulle problematiche dovute al mancato allineamento delle banche dati, con diminuzione di quelle relative alla validazione della domanda da parte dei distributori.

Per quanto attiene alle comunicazioni in merito ai contratti, le principali problematiche emerse hanno riguardato le volture e soprattutto la morosità, compreso in particolare il tema del corrispettivo di morosità (C^{MOR}) nell'ambito del sistema indennitario, che hanno avuto un sensibile aumento nel 2014, come già detto poco sopra. Infine, con riferimento alla tematica degli allacciamenti e dei lavori, le comunicazioni ricevute hanno riguardato principalmente i subentri, l'attivazione e la variazione di potenza.

Tavola 3.20 Argomenti delle comunicazioni ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

ARGOMENTI	2013		2014	
	NUMERO	QUOTA	NUMERO	QUOTA
Fatturazione	7.163	26%	7.813	26%
Mercato	5.507	20%	4.619	15%
Bonus	4.791	17%	5.425	18%
Contratti	5.710	21%	7.909	27%
Allacciamenti/Lavori	1.388	5%	1.199	4%
Prezzi e tariffe	438	2%	591	2%
Qualità tecnica	700	3%	478	2%
Misura	568	2%	516	2%
Qualità commerciale	426	1%	321	1%
<i>Prosumers</i>	575	2%	573	2%
Non competenza	258	1%	396	1%
TOTALE	27.524	100%	29.840	100%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dello Sportello per il consumatore di energia.

3.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

Prezzi finali di vendita

Nell'audizione del 22 aprile 2015, presso la 10^a Commissione industria, commercio e turismo del Senato della Repubblica, l'Autorità, nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sui prezzi dell'energia elettrica e del gas come fattore strategico per la crescita del sistema produttivo del Paese, ha svolto una serie di considerazioni relative a:

- le principali voci che compongono il prezzo finale, in relazione ai rispettivi fondamentali, con particolare riferimento ai clienti domestici;

- le misure a sostegno della spesa per l'energia alle famiglie in condizione di disagio economico e alle famiglie numerose;
- il confronto, a livello internazionale, tra prezzi finali ai clienti domestici e quelli ai clienti finali del sistema produttivo del Paese.

Nella memoria predisposta per la tale audizione⁸⁸, l'Autorità ha esaminato innanzitutto le principali voci che compongono il prezzo finale, in relazione ai rispettivi fondamentali, sottolineando come, pur in presenza di un andamento favorevole dei prezzi delle *commodities* elettriche e dei relativi prezzi all'ingrosso, i prezzi finali continuano a risentire significativamente dell'incidenza degli oneri generali di sistema.

La situazione degli oneri generali continua a destare forti preoccupazioni, non solo in relazione ai livelli elevati di tali oneri, che gravano sulla competitività del sistema produttivo del nostro Paese e sul bilancio delle famiglie italiane, ma anche in relazione alla notevole complessità che si è venuta a creare per la sovrapposizione di diversi meccanismi originata da altrettanti fonti normative, segnatamente le agevolazioni in favore delle imprese energivore e la redistribuzione a favore delle piccole utenze non domestiche di alcuni oneri disposta da un recente atto normativo⁸⁹.

Pur riconoscendo come l'approccio adottato dalle nuove normative seguano la via corretta, seppure difficile da percorrere, della riduzione degli oneri più che di una loro redistribuzione, l'Autorità ha comunque sottolineato come dal 2011 l'Autorità stia continuando a intervenire, con gli strumenti a propria disposizione, per limitare l'esplosione degli oneri generali di sistema, che dal 2009 al 2012 sono triplicati. In tale ottica ha fatto presente che permangono alcune criticità che ha segnalato al Parlamento.

In particolare, con riferimento ai clienti non domestici, ha evidenziato come i criteri di ripartizione proporzionale dei minori oneri, imposti dalla normativa, abbiano consentito solo una loro parziale redistribuzione, senza risolvere lo squilibrio tra gli oneri posti in capo alle realtà produttive connesse in bassa tensione, anche con potenza impegnata superiore a 16,5 kW, e quelle connesse in media tensione con medesima potenza impegnata. Dopo la conclusione del procedimento in corso presso la Commissione europea, sulla verifica della compatibilità delle agevolazioni a favore delle imprese energivore con la nuova disciplina europea in materia di aiuti di Stato nei settori dell'energia e dell'ambiente, l'Autorità ritiene che si potranno eliminare le incertezze oggi presenti. Ciò potrebbe rappresentare anche l'occasione per una razionalizzazione e semplificazione della normativa in materia.

Con riferimento alla clientela domestica, l'Autorità ha segnalato di avere avviato una consultazione volta alla riforma di superamento della progressività delle componenti tariffarie a copertura dei servizi di rete e degli oneri generali di sistema⁹⁰. Per i servizi di rete, il criterio a cui tendere è quello dell'aderenza ai costi; per gli oneri generali, invece, sono possibili più soluzioni, sempre nell'ottica della modernizzazione del sistema tariffario. Al riguardo, ha segnalato che il documento posto in consultazione include la valutazione delle opzioni più opportune per una più ampia riforma degli oneri generali, e, in particolare, per il suo completamento in tempi certi e per una più ampia revisione della redistribuzione degli oneri tra le diverse categorie di clienti. Tale

⁸⁸ Memoria 21 aprile 2015, 174/2015/I/com.

⁸⁹ Si tratta, in particolare del decreto legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni, nella legge 11 agosto 2014, n. 116 (c.d. DL competitività).

⁹⁰ Documento per la consultazione 34/2015/R/eel

riforma intende anche affrontare in modo uniforme il tema della riduzione della base imponibile per l'energia dovuta agli autoconsumi, con uno spostamento verso le componenti fisse (proporzionali alla potenza) del gettito, in modo da risultare meno sensibile alle fluttuazioni della domanda. Ciò consentirebbe anche di non sovraccaricare gli oneri degli altri consumatori che, indipendentemente dalle loro scelte, vedrebbero aumentare la propria bolletta per effetti parafiscali.

Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza

In riferimento all'attività svolta nel 2014 e al settore elettrico sono proseguite alcune indagini conoscitive e l'Autorità ha svolto, come di consueto, un intenso programma di vigilanza e controlli tramite ispezioni presso le imprese e richieste di informazioni.

Come illustrato nell'Annual Report dello scorso anno, alla fine del 2013, l'Autorità ha avviato⁹¹ un'**Indagine conoscitiva sulle modalità e le tempistiche di fatturazione** adottate nell'ambito del servizio di vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti di piccole dimensioni, sia serviti in regime di tutela, sia presenti nel libero mercato.

L'attività si è resa necessaria per i numerosi reclami pervenuti dai clienti finali allo Sportello del consumatore di energia in tema di:

- mancato rispetto della periodicità di fatturazione prevista dalle disposizioni dell'Autorità o dalle clausole contrattuali;
- ritardata o mancata emissione della fattura finale a seguito di cessazione del rapporto per cambio del fornitore;
- fatturazione di consumi stimati nonostante il distributore abbia messo a disposizione le letture effettive;
- utilizzo delle c.d. "stime di coda", ossia della fatturazione di una quota di consumi stimati per il periodo variabile intercorrente dalla data dell'ultima lettura recepita in bolletta, alla data di emissione della medesima bolletta.

Tale indagine risulta ancora in corso alla data di stesura del presente Rapporto. Nell'ambito di tale indagine, tuttavia, nel 2014 sono state effettuate numerose attività. Innanzitutto il confronto con numerosi soggetti *stakeholder* (tra cui le associazioni di categoria dei consumatori e delle imprese), nella fase di definizione dei questionari di raccolta dei dati. Poi la somministrazione dei questionari e l'elaborazione dei dati raccolti e, parallelamente, lo svolgimento di otto verifiche ispettive, effettuate nel periodo novembre 2014 – marzo 2015 con la collaborazione dei militari del Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza, nei confronti di imprese di vendita di energia elettrica o di gas naturale, in materia di fatturazione delle forniture ai clienti finali di piccole dimensioni. Gli esiti dell'istruttoria saranno resi noti nel secondo semestre 2015.

⁹¹ Con la delibera 28 novembre 2013, 542/2013/E/com.

Nel secondo semestre 2015 saranno resi noti i risultati anche dell'altra **Istruttoria conoscitiva relativa all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica**, di cui si è accennato nell'Annual Report 2014, avviata nell'ottobre 2013⁹². Essa ha tra i suoi obiettivi quello di verificare l'osservanza di alcuni aspetti decisivi per il corretto funzionamento di tutta la filiera elettrica, quali: l'acquisizione da remoto dei dati di misura, la precisione e il rispetto delle tempistiche nell'invio dei dati di misura, la corretta gestione dei dati di misura rilevati.

Nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva, l'Autorità ha richiesto alle imprese distributrici di compilare un questionario contenente numerose informazioni relative alla misura dell'energia elettrica. Le imprese distributrici con meno di 50.000 punti di prelievo hanno trasmesso le informazioni riguardanti: il numero e la tipologia del parco misuratori; la precisione e la puntualità nell'invio delle misure ai destinatari previsti dalla regolazione; le prestazioni del sistema di telegestione dei contatori in bassa tensione.

Le 13 imprese distributrici con più di 50.000 punti di prelievo hanno trasmesso, oltre ai dati richiesti anche alle piccole imprese distributrici, anche ulteriori informazioni relative alle prestazioni dei sistemi di telelettura; alla regolazione economica del servizio erogato; al censimento di tutti i punti di interconnessione con le altre reti di distribuzione.

Tutte le imprese distributrici interpellate (138) hanno risposto alla richiesta di informazioni. Sempre nell'ambito dell'istruttoria conoscitiva sono state svolte, nel corso del 2014, cinque verifiche ispettive nei confronti di imprese distributrici.

⁹² Con la delibera 31 ottobre 2013, 475/2013/E/eel.

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 decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, ha introdotto un nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica (Mercato della capacità) – finalizzato a incrementare il grado di coordinamento tra le scelte di investimento in capacità produttiva e in capacità di trasmissione dei diversi attori (Terna e gli operatori) – riducendone i rischi e allo stesso tempo accrescendo la contendibilità del mercato. Il medesimo decreto ha stabilito che sia l'Autorità a definire i criteri e le condizioni in base ai quali Terna è tenuta a elaborare lo schema di disciplina del nuovo sistema di remunerazione della capacità produttiva di energia elettrica, e che tale schema sia approvato con decreto del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità.

Il Ministero dello sviluppo economico, dopo il parere positivo espresso dall'Autorità⁹³, ha approvato lo schema di disciplina del Mercato della capacità con il decreto 30 giugno 2014. Laddove venissero rispettate tutte le tempistiche previste per lo sviluppo dei sistemi necessari all'avvio del nuovo mercato, sarebbe plausibile attendersi che le prime aste siano bandite da Terna entro la fine del 2015.

Nel marzo 2015, infine, l'Autorità ha proposto⁹⁴ al Ministero dello sviluppo economico l'anticipazione della fase di piena attuazione del Mercato della capacità, con lo scopo di accelerare gli effetti pro-competitivi e di garanzia per la sicurezza del sistema, mediante la definizione di una fase di prima attuazione, con inizio del primo periodo di consegna a decorrere dall'1 gennaio 2017 e con esecuzione della prima asta prospettata da Terna per il 30 settembre 2015.

⁹³ Provvedimento 30 giugno 2014, 319/2014/l/eel.

⁹⁴ Con la delibera 10 marzo 2015, 95/2015/l/eel.

Integrazione della disciplina dei meccanismi di remunerazione della capacità produttiva rispetto alle esigenze di flessibilità del sistema elettrico

Nel corso del mese di dicembre 2013, il Parlamento ha approvato la legge 27 dicembre 2013, n. 147 (legge di stabilità), che all'art. 1, comma 153, dispone che *«il Ministro dello sviluppo economico definisce entro 90 giorni dalla data di entrata in vigore della presente legge, su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e sentito il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, condizioni e modalità per la definizione di un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete e senza aumento dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali, nell'ambito della disciplina del mercato elettrico, tenendo conto dell'evoluzione dello stesso e in coordinamento con le misure previste dal decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379»*.

All'inizio del 2014 l'Autorità ha quindi avviato⁹⁵ un procedimento finalizzato alla formulazione di una proposta che preveda:

- a) la costituzione di un segmento del Mercato della capacità dedicato alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna, a integrazione dello schema del nuovo Mercato della capacità già trasmesso da Terna al Ministero dello sviluppo economico;
- b) la rimodulazione del meccanismo transitorio, di cui all'art. 5 del decreto legislativo n. 379/03, al fine di renderlo coerente con gli obiettivi del meccanismo di regime, ossia la fornitura anche di *«adeguati servizi di flessibilità, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico»*.

Nel maggio 2014, l'Autorità ha posto in consultazione⁹⁶ i propri orientamenti in merito alle tematiche innanzi illustrate. Poi, nel mese di giugno, ha formulato una proposta⁹⁷ al Ministero dello sviluppo economico per l'integrazione del meccanismo transitorio, rimandando a successivi provvedimenti l'integrazione del meccanismo di regime.

Con riferimento al punto a), nella consultazione l'Autorità ha proposto la costituzione di uno o più segmenti del Mercato della capacità dedicati alla negoziazione di capacità produttiva idonea a fornire i servizi di flessibilità necessari a coprire i fabbisogni di lungo termine stimati da Terna. La disciplina prevista per i nuovi segmenti del Mercato della capacità sarà disegnata sulla base dei medesimi criteri oggi vigenti⁹⁸. L'unica eccezione di rilievo riguarderà le caratteristiche dei prodotti contrattualizzati da Terna attraverso questi nuovi segmenti e i relativi obblighi dei sottoscrittori dei contratti. In particolare, tali prodotti dovranno necessariamente riflettere i requisiti fissati da Terna per la fornitura di servizi negoziabili a pronti nell'MSD. Gli operatori, nelle rispettive osservazioni al documento per la consultazione, hanno evidenziato l'opportunità di rispettare la seguente sequenza logica: in primo luogo, riformare l'MSD, specificando con chiarezza le caratteristiche dei servizi di flessibilità negoziabili a pronti; in secondo luogo, integrare coerentemente il meccanismo di remunerazione a regime ai fini della negoziazione a termine dei

⁹⁵ Con la delibera 16 gennaio 2014, 6/2014/R/eel.

⁹⁶ Con il documento per la consultazione 22 maggio 2014, 234/2014/R/eel.

⁹⁷ Con la delibera 30 giugno 2014, 320/2014/R/eel.

⁹⁸ Stabiliti dalla delibera 21 luglio 2011, ARG/elt 98/11.

medesimi servizi. Condivisa la sequenza logica degli operatori, l'Autorità ha ritenuto coerente procedere prioritariamente con la riforma dell'MSD⁹⁹ e solo successivamente all'eventuale integrazione dei criteri e delle condizioni stabilite nel 2011.

Con riferimento al punto b), l'Autorità ha presentato una proposta¹⁰⁰ al Ministero dello sviluppo economico finalizzata alla rimodulazione del meccanismo transitorio. Tale proposta prevede l'approvvigionamento a termine, da parte di Terna, di capacità produttiva idonea a fornire adeguati servizi di flessibilità su base triennale. I criteri generali del meccanismo proposto dall'Autorità tengono conto, da una parte, dell'analisi di flessibilità condotta da Terna e, dall'altra, della necessità che il meccanismo transitorio risulti il più possibile connesso al meccanismo a regime (Mercato della capacità), in modo da assolvere al ruolo di "ponte" verso quest'ultimo.

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.

⁹⁹ Delineata nel documento per la consultazione 5 dicembre 2013, 557/2013/R/eel.

¹⁰⁰ Sempre con la delibera 320/2014/R/eel.

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 punto 3.1.1.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

Anche per questa parte si rinvia a quanto illustrato per il settore elettrico al punto 3.1.1.

4.1.2 Regolamentazione tecnica

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Nel 2014 la disciplina del bilanciamento non ha subito variazioni significative rispetto all'assetto delineato nel 2013 con l'introduzione della sessione di mercato *locational*. I provvedimenti approvati riguardano aspetti di dettaglio o implementativi del quadro di mercato già disciplinati da precedenti delibere. In particolare, tali provvedimenti prevedono miglioramenti e ottimizzazioni volti alla trasparenza e all'efficientamento del sistema di bilanciamento del gas, anche in coerenza con l'evoluzione in corso a livello europeo:

- sono state approvate le modifiche ai Codici di rete, al Codice di stoccaggio, alle condizioni di accesso al Punto di scambio virtuale (PSV) e alla convenzione tra Snam Rete Gas e il Gestore dei mercati energetici (GME)¹⁰¹;
- sono state chiarite¹⁰² le modalità di valorizzazione del prezzo di sbilanciamento nel caso in cui le diverse risorse attivate nell'ambito della sessione di mercato *locational* siano remunerate a prezzi diversi. È stato precisato, inoltre, come Snam Rete Gas sia tenuta a considerare i quantitativi di gas oggetto di reintegro del *line-pack* e dello stoccaggio ai fini della definizione dei quantitativi da approvvigionare nella sessione di mercato *locational*. Infine, prendendo atto della scarsa liquidità che ha caratterizzato il mercato *locational* fino a quel momento e riconoscendo anche che le difficoltà degli utenti di approvvigionare gas flessibile per il bilanciamento sono dovute a cause strutturali del mercato, è stato prorogato il regime transitorio¹⁰³; esso prevede limiti al prezzo dell'offerta presso la sessione di mercato *locational* da parte del responsabile del bilanciamento Snam Rete Gas, per limitare gli oneri a carico degli

¹⁰¹ Con le delibere 23 gennaio 2014, 12/2014/R/gas; 31 gennaio 2014, 27/2014/R/gas; 13 febbraio 2014, 57/2014/R/gas; 6 marzo 2014, 97/2014/R/gas; 3 aprile 2014, 159/2014/R/gas.

¹⁰² Con la delibera 31 gennaio 2014, 27/2014/R/gas.

¹⁰³ Introdotto dalla delibera 28 novembre 2013, 552/2013/R/gas.

utenti, relativi a una scarsa disponibilità dei quantitativi di gas necessari a coprire il fabbisogno atteso per il bilanciamento della rete;

- sono state introdotte¹⁰⁴ alcune disposizioni funzionali al miglioramento della trasparenza delle informazioni in merito all'intervento di Snam Rete Gas nel mercato *locational*, imponendo alla stessa Snam l'obbligo di pubblicare sul proprio sito internet sia i criteri adottati per la determinazione delle risorse di *line-pack* e di capacità di stoccaggio, che possono essere rese disponibili nell'ambito della sessione di mercato *locational*, sia il valore determinato in esito a detti criteri;
- sono state modificate¹⁰⁵ le modalità di offerta nel mercato *locational* delle risorse soggette a reintegro di *line-pack* e stoccaggio nella disponibilità del trasportatore. Secondo la nuova modalità, gli utenti possono effettuare una sola offerta (anziché due) e, indipendentemente dalla destinazione del reintegro (*line-pack* o stoccaggio), si forma un unico *merit-order* delle offerte (anziché due distinti).

Nel corso del 2014, sono state avviate le attività necessarie per il recepimento del regolamento (UE) 312/2014 del 26 marzo 2014, che introduce alcune modifiche sostanziali al modello attuato fino a oggi. Si è svolta l'attività di coordinamento con gli operatori di sistema (Snam Rete Gas, Stogit e GME) e una prima consultazione pubblica degli *stakeholders* in merito alle opzioni che il regolamento lascia agli Stati membri. In particolare, sono stati tracciati¹⁰⁶ gli elementi essenziali del disegno di mercato e, nello specifico, quelli che devono essere implementati fin dalla prima fase di avvio del nuovo meccanismo. Su proposta di Snam, l'Autorità identifica l'1 ottobre 2015 come data di inizio del nuovo regime di bilanciamento.

Le principali innovazioni, che saranno introdotte in attuazione del predetto regolamento, riguardano:

- l'individuazione delle risorse di bilanciamento: il regolamento identifica specifici prodotti standardizzati di breve termine che il responsabile del bilanciamento compra o vende su una piattaforma informatica (in Italia gestita dal GME), sulla base delle offerte degli operatori, senza fare più riferimento alla provenienza fisica del gas oggetto dei prodotti (stoccaggio o altro);
- la configurazione del diverso ruolo assegnato a Snam Rete Gas quale responsabile del bilanciamento ai fini dell'approvvigionamento delle medesime risorse (e quindi all'adozione delle relative azioni di bilanciamento). Snam non si limita a intervenire per l'approvvigionamento di risorse quantitativamente determinate sulla base di dettagliate disposizioni dell'Autorità (per esempio, lo sbilanciamento complessivo del sistema¹⁰⁷), ma a essa viene assegnato un ruolo di responsabilità attiva nel fornire segnali di prezzo nel mercato, anche mediante interventi infragiornalieri, al fine di orientare e incentivare gli operatori a bilanciare tra loro le rispettive posizioni;
- il ruolo svolto dall'Autorità nei confronti delle azioni di bilanciamento, che il responsabile è tenuto a compiere. L'Autorità svolge un compito di verifica e di monitoraggio dell'attività del

¹⁰⁴ Con la delibera 7 agosto 2014, 422/2014/R/gas.

¹⁰⁵ Con la delibera 9 ottobre 2014, 485/2014/R/gas.

¹⁰⁶ Nel documento per la consultazione 27 luglio 2014, 373/2014/R/gas.

¹⁰⁷ Come determinato dal comma 1.1 della delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11.

responsabile del bilanciamento, al fine di promuovere condotte efficienti, anche mediante l'introduzione di specifici meccanismi di premi/penalità.

In considerazione delle difficoltà a reperire risorse liquide di gas a breve termine per il bilanciamento, e tenuto conto che tale necessità persisterà anche nel futuro regime, è stata approvata¹⁰⁸ la modifica al Codice della società GNL Adriatico, al fine di aumentare le risorse flessibili di gas. Tale modifica consente di aumentare la flessibilità del terminale (variazione del *send-out* con un breve preavviso), fissando anche i corrispettivi applicabili in caso di accesso e attivazione di tale servizio. L'approvazione di questo Codice avvia un periodo di sperimentazione che terminerà alla fine del 2015. Le informazioni e i risultati raccolti saranno essenziali per valutare l'opportunità e l'efficienza di ulteriori nuove modifiche, che potranno costituire la base per l'offerta del servizio nel periodo successivo.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

La *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017* (RQTG 2014-2017) è stata approvata nel dicembre 2013¹⁰⁹.

Nell'aprile 2014 l'Autorità è intervenuta¹¹⁰ per precisarne alcuni aspetti di carattere applicativo e rettificare alcuni errori materiali.

Nel mese di giugno, l'Autorità ha dato esecuzione¹¹¹ a un'ordinanza del giudice amministrativo¹¹² che è seguita al ricorso proposto da Snam Rete Gas contro la RQTG 2014-2017, in riferimento al tema dell'odorizzazione del gas riconsegnato ai clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto. Con tale provvedimento l'Autorità ha confermato le modalità applicative di individuazione degli usi finali del gas soggetto all'obbligo di odorizzazione da parte delle imprese di trasporto, vale a dire gli usi non tecnologici disciplinati dal *Testo integrato settlement gas*¹¹³.

Sempre in relazione alla RQTG 2014-2017, è stata integrata¹¹⁴ la disciplina degli indennizzi automatici, in riferimento agli standard di continuità del servizio di trasporto (numero massimo di interruzioni e numero massimo di giorni di interruzione/riduzione della capacità di trasporto), individuando i soggetti destinatari degli indennizzi automatici. Nello specifico, l'impresa di trasporto è tenuta a erogare gli indennizzi automatici ai clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto coinvolti tramite gli utenti del servizio, mentre per gli indennizzi automatici destinati ai *city gate* è stato previsto, nelle more di un successivo provvedimento dell'Autorità, il temporaneo accantonamento dei relativi importi da parte dell'impresa di trasporto.

¹⁰⁸ Con la delibera 18 settembre 2014, 448/2014/R/gas.

¹⁰⁹ Delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas.

¹¹⁰ Con la delibera 17 aprile 2014, 177/2014/R/gas.

¹¹¹ Con la delibera 12 giugno 2014, 282/2014/R/gas.

¹¹² Si tratta dell'ordinanza n. 301/2014 del TAR Lombardia.

¹¹³ Allegato A alla delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

¹¹⁴ Con la delibera 18 dicembre 2014, 636/2014/R/gas.

Qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale

La riforma delle tariffe e della regole in tema di qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quarto periodo di regolazione è stata avviata nel febbraio 2014¹¹⁵. Nel mese di luglio, l'Autorità ha illustrato¹¹⁶ i propri orientamenti volti a:

- migliorare alcuni aspetti inerenti alla sicurezza delle infrastrutture di stoccaggio (e in particolare le *flow line*) in analogia a quanto disposto in materia di sicurezza del servizio di trasporto del gas naturale;
- focalizzare, in materia di continuità del servizio, la regolazione sulla continuità effettivamente erogata agli utenti del servizio;
- semplificare la regolazione della qualità commerciale;
- semplificare, per tutti e tre gli ambiti regolati, gli obblighi di comunicazione all'Autorità.

A fine anno, l'Autorità ha quindi approvato¹¹⁷ la nuova *Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2015-2018* (RQSG 2015-2018). I principali elementi di novità introdotti dalla nuova RQSG riguardano:

- con riferimento alla sicurezza del servizio di stoccaggio:
 - l'obbligo per l'impresa di stoccaggio, entro il 31 dicembre 2016 e con riferimento alle reti in acciaio, sia di messa in protezione catodica efficace del 100% delle *flow line*, sia di collegamento e di tele sorveglianza del 100% dei sistemi di protezione catodica protetti con impianti a corrente impressa;
 - l'obbligo per l'impresa di stoccaggio, a partire dal 2015, di effettuare l'ispezione di ogni tratto di *flow line* di collegamento in acciaio non protetto catodicamente tramite *pig*¹¹⁸, ove tecnicamente possibile, con frequenza triennale;
 - l'obbligo per l'impresa di stoccaggio di dotarsi di strumenti tali da assicurare la registrazione vocale delle chiamate telefoniche ricevute e di comunicare ogni emergenza di servizio al Comitato italiano gas (CIG), che a sua volta provvederà a darne tempestiva comunicazione all'Autorità;
- con riferimento alla continuità del servizio di stoccaggio:
 - l'introduzione di uno standard specifico sul numero massimo dei giorni di riduzione/interruzione della capacità a seguito di interventi non programmati, la cui entrata in vigore è fissata all'1 gennaio 2016. Il valore dello standard specifico, su base annua, è posto a due giorni equivalenti alla capacità intera di interruzioni/riduzioni della capacità conferita a seguito di interventi non programmati di responsabilità dell'impresa di stoccaggio che impattano sulla capacità conferita;

¹¹⁵ Con la delibera 27 febbraio 2014, 79/2014/R/gas.

¹¹⁶ Documento per la consultazione 10 luglio 2014, 336/2014/R/gas.

¹¹⁷ Con la delibera 4 dicembre 2014, 596/2014/R/gas.

¹¹⁸ Dispositivo utilizzato per verificare l'integrità delle condotte, ovvero l'eventuale presenza di difetti fisici quali cricche e riduzioni di spessore mediante il suo passaggio al loro interno.

- l'eliminazione degli obblighi di servizio relativi alla disponibilità di punta di erogazione per il servizio di modulazione, al fine di evitare sovrapposizioni con il sopravvenuto contesto normativo;
- con riferimento alla qualità commerciale del servizio di stoccaggio:
 - l'eliminazione degli obblighi di servizio relativi al tempo di gestione delle richieste di accesso al servizio presentate in corso di anno; al tempo di comunicazione agli utenti delle allocazioni mensili; al tempo di comunicazione agli utenti della revisione delle capacità conferite a seguito di trasferimenti;
 - la trasformazione in uno standard specifico dell'obbligo di tempestività, relativo al tempo di comunicazione agli utenti di accettazione delle richieste di cessione di capacità, e la sua modifica in un tempo minimo di comunicazione agli utenti di accettazione delle richieste di cessione di capacità;
 - la trasformazione in uno standard specifico dello standard generale relativo al tempo di risposta motivata a reclami scritti o a richieste scritte di informazioni;
 - l'introduzione di uno standard specifico relativo al tempo di ripristino di un applicativo informatico a seguito di un malfunzionamento;
 - l'innalzamento a 2.500 € del valore dell'indennizzo automatico base, che l'impresa di stoccaggio è tenuta a corrispondere all'utente in caso di mancato rispetto degli standard specifici.

Riguardo gli obblighi di comunicazione all'Autorità, è stato previsto che, fatta eccezione per le emergenze di servizio, la comunicazione dei dati inerenti alla sicurezza, alla continuità e alla qualità commerciale, avvenga solo su specifica richiesta da parte dell'Autorità.

Entro il 31 maggio 2015 i Codici di stoccaggio devono essere aggiornati in conformità a quanto disposto dalla nuova RQSG.

Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas

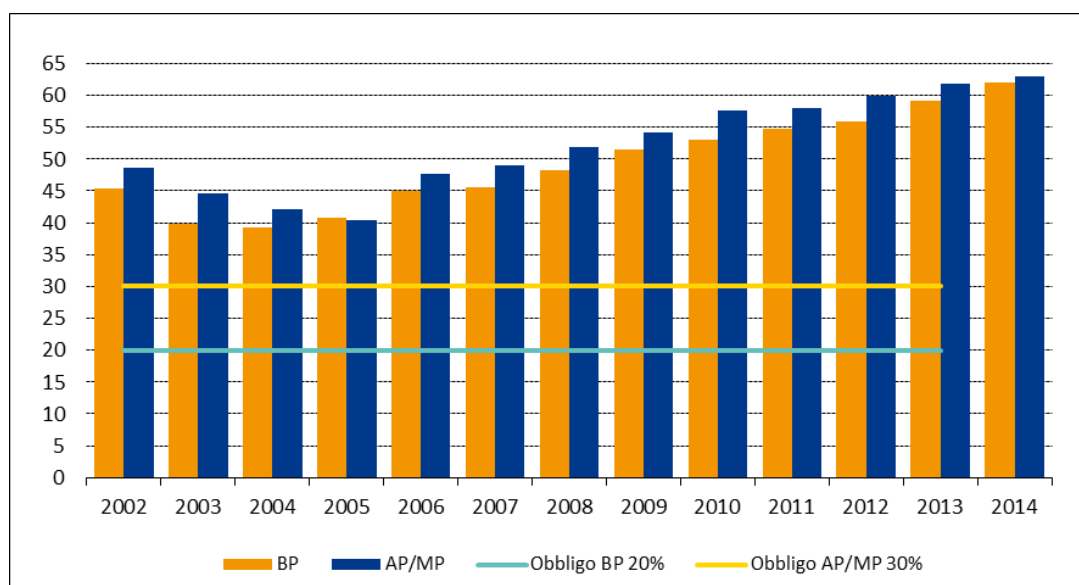
Alla fine del 2013 è stata approvata¹¹⁹ la *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 – Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019* (RQDG). In continuità con il precedente periodo di regolazione, la delibera 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, l'odorizzazione del gas. La nuova regolazione conferma e rafforza il precedente obiettivo: minimizzare il rischio di incidenti provocati dal gas distribuito; dunque ha come fine la salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito. Fra le novità introdotte vi è quella della revisione della periodicità di ispezione delle reti che distribuiscono gas naturale, passata da quadriennale a triennale per le reti in alta e media pressione, mentre è stata

¹¹⁹ Con la delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.

confermata la frequenza quadriennale per la rete in bassa pressione. Rimane confermata a quadriennale anche la periodicità dell'ispezione degli impianti che distribuiscono gas diversi dal gas naturale.

La figura 4.1 mostra la quantità di rete ispezionata dal 2002, confrontata con l'obbligo minimo annuo. La nuova regolazione, che decorre dal 2014, prevede invece un obbligo di ispezione del 100% della rete nel triennio (alta/media pressione) o nel quadriennio (bassa pressione) mobile. Per il 2014 è confermato il trend crescente registrato ormai da diversi anni. L'ispezione della rete, generalmente, ha l'obiettivo di intercettare il fenomeno delle dispersioni della rete, favorendo, di fatto, una maggiore sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas.

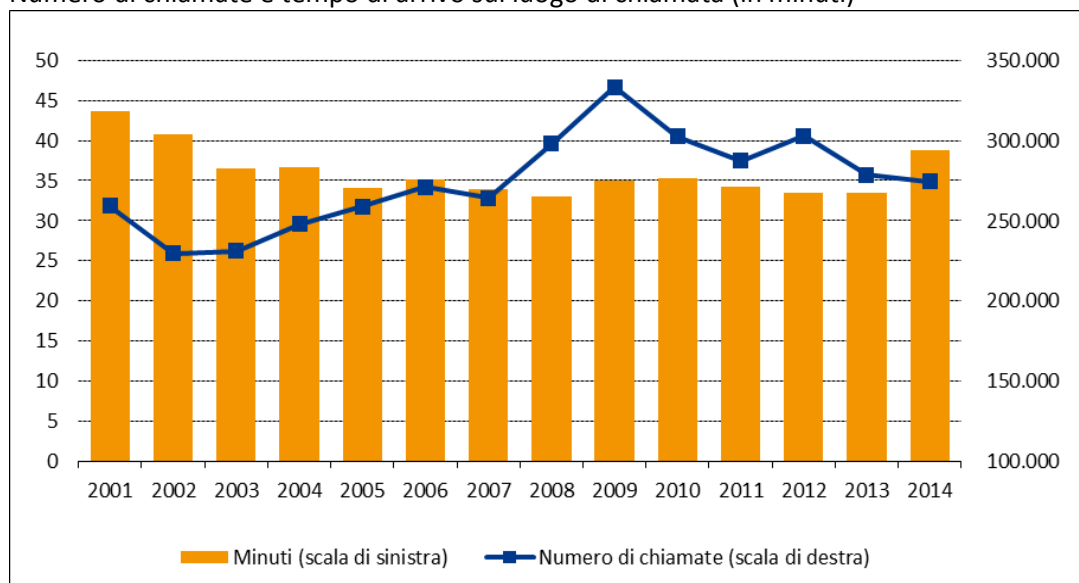
Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata dal 2002



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Figura 4.2 Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2014

Numero di chiamate e tempo di arrivo sul luogo di chiamata (in minuti)

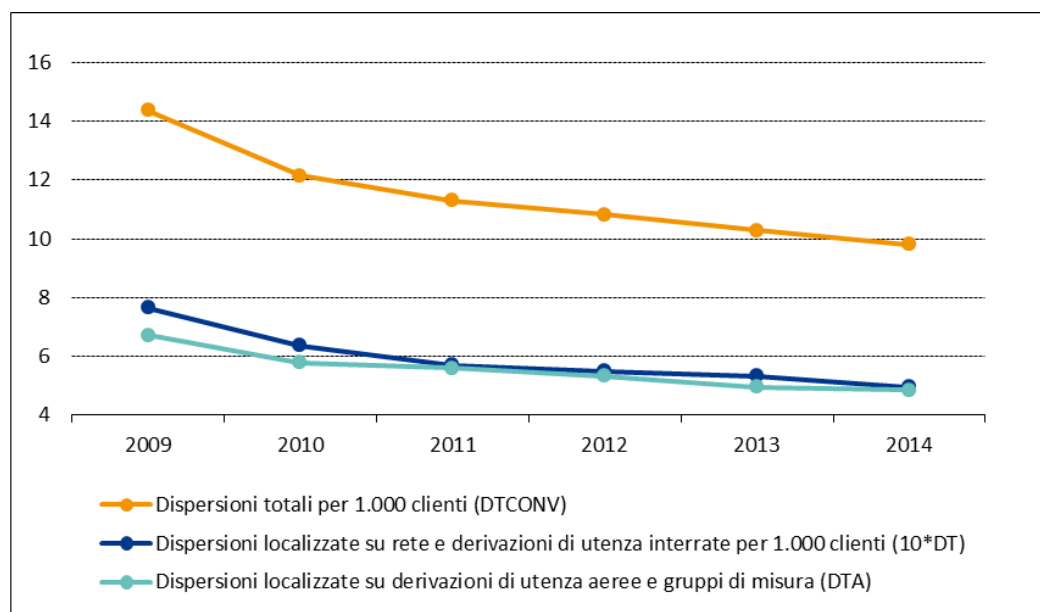


Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Con riferimento al tema degli obblighi in materia di pronto intervento, l’Autorità ha confermato il medesimo obbligo (percentuale minima annua di chiamate pari al 90% con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti) e ha aggiornato le disposizioni relative al servizio di pronto intervento esplicitando le risorse necessarie a fronteggiare con tempestività le richieste di pronto intervento quali, per esempio, le modalità di rintracciabilità del personale interessato al servizio di pronto intervento (predisposizione di un calendario plurisettimanale in cui sono registrati e resi disponibili al personale della struttura di pronto intervento i turni di reperibilità e le informazioni relative alla turnazione e ai recapiti telefonici del personale reperibile) o la necessità di abilitare il recapito di pronto intervento alla ricezione di chiamate anche da rete mobile. Il grafico della figura 4.2 mostra, nel 2014, un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari a un valore medio nazionale inferiore a 39 minuti, nettamente minore del tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. In relazione alle chiamate di pronto intervento, rispetto all’anno 2013, si registra un’ulteriore diminuzione. L’obbligo di registrazione vocale delle chiamate, introdotto dalla RQDG a partire dall’1 luglio 2009, accompagnato dalla consueta campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende 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 ai recuperi di sicurezza è aumentata e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei premi e delle penalità relativi alle regolazioni incentivanti sia la riduzione delle dispersioni segnalate da terzi, sia l’aumento del numero di misure del grado di odorizzazione del gas. Nonostante i segnali di miglioramento, l’attenzione dell’Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas. Solo attraverso di esso, se svolto tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite in materia dall’Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

Figura 4.3 Numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi ogni 1.000 clienti

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante – Periodo 2009-2014



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all’AEEGSI.

La figura 4.3 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaia di clienti per gli impianti di distribuzione soggetti alla regolazione premi-penalità: si

evidenza un significativo trend decrescente, pressoché costante per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), e per quelle su rete aerea (DTA); nel 2014 entrambi i parametri, 10*DT e DTA, si sono attestati a poco meno di cinque dispersioni per migliaio di clienti finali, registrando, peraltro, una ulteriore diminuzione rispetto al 2013.

La regolazione della qualità prevede un meccanismo di premi e penalità della sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale (recuperi di sicurezza) che prevede due componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas localizzate su segnalazione di terzi, con riferimento a un percorso di miglioramento fissato *ex ante* (obiettivi di miglioramento annuo), mentre la seconda premia un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas, rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla regolazione. Il meccanismo, con riferimento alla componente dispersione, premia *ex post* i comportamenti virtuosi delle imprese distributrici che erogano un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori, rispetto agli obiettivi di miglioramento annui definiti dall’Autorità con appositi provvedimenti.

In attuazione di tale regolazione, per l’anno 2012, complessivamente, sono stati erogati premi per 35,9 M€ e penalità per 7,5 M€ di cui la metà differite al 2013. Nel corso del 2014¹²⁰ l’Autorità ha intimato a circa 20 imprese distributrici l’adempimento agli obblighi di comunicazione dei dati di qualità del servizio di distribuzione del gas. Tali dati sono strumentali alla determinazione degli obiettivi annui di miglioramento (livelli di partenza e livelli tendenziali) relativi alla componente dispersioni per ogni impianto di distribuzione del gas naturale e, successivamente, della definizione dei premi/penalità relativi ai recuperi di sicurezza del periodo 2014-2019.

Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas

L’Autorità procede ogni quattro anni alla revisione complessiva della regolazione della qualità dei servizi. Nel dicembre 2013, è stata approvata¹²¹ la Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG).

Nel 2014 si è resa necessaria una modifica¹²² nella parte della RQDG 2014-2019 relativa al computo del tempo di attivazione della fornitura su richiesta del cliente finale, rendendo, dunque, coerenti le disposizioni della RQDG 2014-2019 con la disciplina degli accertamenti della sicurezza degli impianti di utenza a gas¹²³. A favore del cliente finale questa prevede, infatti, che il tempo di attivazione della fornitura sia computato a decorrere dal ricevimento, da parte dell’impresa distributtrice, di tutta la documentazione predisposta dal cliente finale, e non più dal momento dell’accertamento documentale con esito positivo a opera dell’impresa distributtrice.

Alla fine del 2014, inoltre, l’Autorità ha avviato¹²⁴ un procedimento per la revisione complessiva delle modalità di determinazione e di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) per i servizi regolati dei settori elettrico e gas. Tale revisione è finalizzata a garantire l’omogeneità dei criteri di determinazione dei tassi di remunerazione del capitale investito e a evitare che le differenze dei tassi di remunerazione dei singoli servizi regolati possano

¹²⁰ Con le delibere 31 luglio 2014, 386/2014/E/gas e 11 settembre 2014, 443/2014/E/gas.

¹²¹ Delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.

¹²² Introdotta con la delibera 6 giugno 2014, 261/2014/R/gas.

¹²³ Regolata dalla delibera 6 febbraio 2014, 40/2014/R/gas.

¹²⁴ Con la delibera 4 dicembre 2014, 597/2014/R/com.

dipendere dalle condizioni specifiche dei mercati finanziari nel periodo preso a riferimento per la fissazione del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

L'Autorità ha previsto che tale revisione conduca all'unificazione di tutti i parametri utilizzati per la determinazione del WACC per i servizi regolati dei settori elettrico e gas, a eccezione di quelli specifici dei singoli servizi, tra cui, in primis, il parametro β , che esprime il livello specifico di rischio del singolo servizio e il peso di capitale proprio e di capitale di debito impiegato per la ponderazione (rapporto D/E).

Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione

Con riferimento ai tempi massimi per l'esecuzione delle prestazioni da parte delle imprese di distribuzione, la RQDG ha introdotto, per il periodo 2014-2019, alcune novità di cui si dà conto già a partire dal 2014 e altre disposizioni, come l'introduzione del livello specifico del tempo massimo di ripristino del valore conforme della pressione di fornitura, che le imprese di distribuzione devono rispettare a partire dall'1 gennaio 2015. Fra le novità introdotte, si ricorda l'eliminazione della diversificazione degli standard in funzione della classe del gruppo di misura (esecuzione di lavori semplici, attivazione e disattivazione della fornitura), l'introduzione dell'abbassamento del tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori complessi, la trasformazione da generale a specifico dello standard concernente il tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto, l'introduzione di un livello specifico concernente il tempo di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale e l'aggiornamento degli importi relativi agli indennizzi automatici. Le misure introdotte hanno generato un prevedibile aumento dei fuori standard in alcuni casi, ma anche la crescita dell'importo complessivo degli indennizzi erogati.

A parte le modifiche appena citate, la nuova regolazione della qualità commerciale ha confermato la medesima disciplina del precedente periodo regolatorio. In particolare, la disciplina prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui erogare la prestazione e, per i livelli specifici, un indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. A differenza del passato, i livelli specifici di qualità commerciale sono identici per tutte le tipologie di utenza (differenziabili per calibro del gruppo di misura). Viceversa, gli indennizzi automatici da corrispondere in caso di mancato rispetto del tempo massimo, sono differenziati per tipologia di utenza. L'applicazione del meccanismo degli indennizzi automatici, prevede, inoltre, l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità, per la quale non è prevista alcuna *escalation*.

Il 2014 registra una crescita dei casi di mancato rispetto, nonché un aumento dei rimborsi pagati. A fronte di 21.358 casi di mancato rispetto di standard specifici, sono stati corrisposti ai clienti finali 21.144 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a oltre un milione di euro.

La percentuale di mancato rispetto, nella maggior parte dei casi di prestazioni soggette a indennizzo automatico, è aumentata. A eccezione delle prestazioni di recente modifica (verifica del gruppo di misura e sostituzione del gruppo di misura) e di quelle relative agli appuntamenti posticipati, alla verifica della pressione di fornitura e alla disattivazione della fornitura, le altre hanno registrato un aumento dei fuori standard. Un significativo rialzo della percentuale di fuori standard si registra per la prestazione di riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità e, viceversa, si evidenzia una diminuzione per la verifica della pressione di

fornitura. Le prestazioni di verifica del gruppo di misura e di sostituzione del gruppo di misura guasto sono soggette a standard specifici a partire dal 2014. La prestazione che registra il maggior numero di casi è la fascia di puntualità per appuntamenti. L'incidenza delle prestazioni fuori standard rispetto al totale delle prestazioni, pari allo 0,59%, è in lieve aumento rispetto al 2013 (0,56%).

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 allacciamenti a condotte di distribuzione. All'interno della singola tipologia di impianto sono evidenziati i dati relativi alla numerosità e il tempo medio per ottenere la connessione, inteso come periodo per la realizzazione del punto come previsto da contratto di allacciamento stipulato con il gestore della rete. In dettaglio, i giorni di attesa medi per le connessioni con la rete di trasporto sono ottenuti come media dei tempi preventivati da Snam Rete Gas in risposta alla richiesta di connessione per ciascuna tipologia di impianto.

Nel 2014 sono state realizzate 65 connessioni con la Rete di trasmissione nazionale, di cui 46 in alta pressione e 19 in media pressione (Tavola 4.1). Mediamente, esse hanno richiesto un'attesa di 48,1 giorni lavorativi (59 giorni per le condotte in alta pressione e 36 giorni per quelle in media pressione). Rispetto al 2013 è diminuito il numero di connessioni richieste sulla rete in alta pressione, mentre sono cresciute le richieste di allacciamento alle reti di trasporto in media pressione. Il tempo medio di realizzazione degli allacciamenti, però, è diminuito in entrambi i casi.

Tavola 4.1 Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	2013		2014	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	54	69,0	46	59,0
Media pressione	17	38,0	19	36,0
TOTALE	71	50,4	65	48,1

(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	2013		2014	
	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	4	8,5	5	2
Alta pressione	3.852	15,7	4.204	18,8
Media pressione	172.088	7,4	169.505	6,8
TOTALE	175.944	10,5	173.714	9,2

(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.

Il numero di connessioni con la rete di distribuzione nel 2014 è stato pari a 173.714 (Tavola 4.2). Come le richieste di allacciamento alla rete di trasporto, anche queste sono diminuite rispetto alle circa 176.000 richieste del 2013. Analogamente al trasporto si registra, comunque, una ulteriore riduzione dei tempi di attesa, in media pari a 9,2 giorni lavorativi contro i 10,5 del 2013. La contrazione dei tempi medi, però, è il frutto di una situazione variegata: diminuiscono, infatti, i tempi medi per gli allacciamenti alle reti di distribuzione esercite in alta pressione e in bassa pressione, mentre aumentano quelli per la media pressione.

Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

La disciplina dell'accesso e dell'erogazione dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale, contenuta nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, prevede che le imprese che erogano i predetti servizi definiscano i propri Codici in conformità ai criteri stabiliti dall'Autorità, che li approva una volta verificatane la coerenza con i criteri stessi.

Nel corso del 2014 sono stati aggiornati alcuni Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione precedentemente approvati, al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio¹²⁵.

In particolare:

- è stato modificato il Codice di rigassificazione della società Terminale GNL Adriatico per recepire le disposizioni in materia di tariffe di rigassificazione del GNL per il periodo di regolazione tariffaria 2014-2017;
- è stato stabilito che le imprese di stoccaggio e l'impresa maggiore di trasporto predispongano una proposta di integrazione, o di adeguamento dei propri Codici, al fine di consentire la costituzione del diritto reale sul gas stoccato a garanzia di terzi, secondo la fattispecie del pegno irregolare. Ciò con l'obiettivo di facilitare l'accesso allo stoccaggio, riducendo gli oneri per l'immobilizzazione del gas, e di migliorare l'economicità del sistema delle garanzie anche a beneficio della liquidità del mercato all'ingrosso;
- è stato aggiornato il Codice di rete di Snam Rete Gas per adeguarlo alla regolazione in materia di conferimento della capacità transfrontaliera e di gestione delle congestioni (vedi il paragrafo successivo).

Accesso al servizio di trasporto

Lo scorso anno l'Autorità ha riformato¹²⁶ i requisiti per l'accesso al servizio di trasporto e i criteri di conferimento della capacità di trasporto presso i punti interconnessi con l'estero, al fine di dare attuazione anticipata alle disposizioni del *Network code on capacity allocation mechanisms in gas transmission systems*, di cui al regolamento (UE) 984/2013 (regolamento CAM).

Come si è visto poco sopra, l'Autorità ha successivamente approvato gli aggiornamenti del Codice di trasporto di Snam Rete Gas necessari all'avvio sia della piattaforma comune europea di

¹²⁵ Con le delibere 8 maggio 2014, 209/2014/R/gas; 7 agosto 2014, 423/2014/R/gas; 7 agosto 2014, 419/2014/R/gas; 7 novembre 2014, 552/2014/R/gas e 5 febbraio 2015, 36/2015/R/gas.

¹²⁶ Con la delibera 27 marzo 2014, 137/2014/R/gas.

allocazione transfrontaliera (denominata “Prisma”), istituita dalle principali imprese di trasporto europee, sia delle aste per il conferimento di capacità secondo le nuove regole.

L'intervento dell'Autorità ha permesso, dunque, di anticipare di oltre un anno, rispetto alla data di entrata in vigore, l'implementazione delle disposizioni del regolamento CAM che promuovono il conferimento congiunto delle capacità transfrontaliere, favoriscono maggiore liquidità e flessibilità dei mercati e stimolano la convergenza dei prezzi del gas a livello europeo. Il regolamento CAM definisce, infatti, norme trasparenti e non discriminatorie per il conferimento della capacità che tutti i Paesi membri dell'Unione europea sono tenuti a rispettare. Sono definite, tra l'altro, le norme per l'armonizzazione delle procedure di conferimento tra sistemi interconnessi, prevedendo l'obbligo di effettuare le aste di prodotti che permettano di ottenere la capacità per transitare direttamente da un sistema all'altro, senza necessariamente acquisire la capacità in uscita da un sistema e la capacità di ingresso nel sistema confinante (c.d. *bundled*).

Poi, l'Autorità ha approvato i meccanismi proposti da Snam Rete Gas per l'implementazione delle disposizioni¹²⁷ in materia di gestione della congestione contrattuale (*Congestion management procedures*, regolamento CMP). Il regolamento CMP definisce le regole europee per la gestione delle c.d. “congestioni contrattuali”, situazione in cui la capacità di trasporto risulta scarsa poiché interamente conferita – spesso su base pluriennale – anche a fronte di capacità fisica (tecnica) disponibile. Il regolamento CMP prevede che i gestori dei sistemi di trasporto rendano disponibile agli utenti l'eventuale capacità derivante dall'applicazione di specifiche procedure di gestione delle congestioni, da attuare a partire dall'1 ottobre 2013.

Accesso al servizio di stoccaggio

L'anno termico 2014-2015 ha rappresentato in Italia la prima esperienza di conferimento pressoché totale della capacità di stoccaggio secondo i criteri di mercato. Ciò è coinciso con una situazione di mercato, in Italia e in Europa, caratterizzata – al momento delle prime aste di marzo 2014 – da differenziali stagionali tra i più bassi degli ultimi anni e tali, almeno nella prima parte del semestre estivo del 2014, da rendere 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 poco superiori al gas estivo.

In questa situazione, la modalità di organizzazione secondo un calendario prefissato¹²⁸ di aste mensili per il conferimento della capacità di stoccaggio, da marzo a settembre, ha inteso perseguire tre obiettivi generali:

- la massimizzazione del riempimento dello stoccaggio a favore della sicurezza delle forniture nel periodo invernale e dell'economicità delle stesse; per questa ragione è stato previsto un prezzo di riserva nullo per le capacità (offerte come prodotto con iniezione mensile) che, se non conferite, non sarebbero state più disponibili per il riempimento;
- la minimizzazione degli oneri sul sistema corrispondenti al reintegro dei ricavi delle imprese di stoccaggio sino ai ricavi assicurati dalla regolazione tariffaria;
- l'individuazione di un valore uniforme dello stoccaggio da considerare nella definizione delle condizioni economiche di fornitura per i clienti in regime di tutela. Infatti, la prima asta di

¹²⁷ Di cui alla delibera 26 settembre 2013, 411/2013/R/gas.

¹²⁸ Sulla base della delibera 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas.

marzo 2014, negoziata a prezzo marginale, ha previsto anche una riserva per i soggetti fornitori di clienti di piccole dimensioni.

L'Autorità ha poi determinato¹²⁹ le modalità di calcolo dei prezzi di riserva per ciascuna impresa di stoccaggio, tenendo conto:

- della differenza, attesa sulla base delle quotazioni *forward* presso l'*hub* TTF nei giorni precedenti a ogni procedura, tra il prezzo ricondotto al PSV del gas con consegna nel periodo invernale e il prezzo del gas con consegna nel precedente periodo estivo;
- dei costi associati al conferimento e all'utilizzo della capacità di stoccaggio, ossia dei costi relativi alla capacità di trasporto presso i punti di entrata e uscita interconnessi con lo stoccaggio e i consumi di iniezione e di erogazione;
- degli oneri finanziari derivanti dall'immobilizzazione del gas in stoccaggio.

A partire dalle aste successive al 16 maggio 2014¹³⁰, i prodotti quotati presso l'*hub* TTF sono stati integrati con gli analoghi prodotti quotati al PSV, in modo da tener conto di un inatteso ampliamento, nell'aprile 2014, della differenza tra i prezzi estivi nei due *hub*.

Il sistema di aste sequenziali, con le allocazioni distribuite nel corso dell'anno (e non con un'asta *one shot*), ha consentito di valorizzare la capacità di stoccaggio in modo da rispecchiare l'andamento del mercato (prezzi estivi) e le sue aspettative (prezzi a termine invernali). Tale sistema ha, inoltre, permesso agli operatori all'ingrosso di programmare l'approvvigionamento e gli strumenti di flessibilità a esso correlati in modo progressivo, secondo le rispettive esigenze. La prima asta di marzo 2014, a prezzo marginale, per il conferimento del servizio necessario alla modulazione tipica della clientela civile e/o tutelata, ha allocato più del 60% della capacità per il servizio di punta. Tutta la capacità offerta a inizio del corrente anno termico dagli operatori di stoccaggio è stata allocata attraverso una sola asta della società Edison Stoccaggio e 16 aste della società Stogit. Di queste ultime, quattro aste sono state caratterizzate dal conferimento di quantitativi irrisori rispetto all'offerta, anche a causa del livello dei prezzi di riserva. Nonostante ciò, il processo di conferimento si è concluso con più di due mesi di anticipo rispetto al termine fissato di settembre 2014.

Successivamente, sono state definite¹³¹ le modalità di funzionamento del meccanismo di sterilizzazione (con saldi a credito oppure a debito) degli impatti di natura finanziaria sulle imprese di stoccaggio derivanti dalle procedure d'asta per l'assegnazione della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2014-2015. In particolare, si è previsto che la Cassa conguaglio per il settore elettrico saldi mensilmente la differenza, a favore delle imprese di stoccaggio, tra i ricavi che sarebbero stati percepiti da tali imprese con l'applicazione dei previgenti corrispettivi tariffari dell'Autorità e quanto effettivamente fatturato sulla base degli esiti delle aste. Il meccanismo, riferito al periodo 1 aprile 2014 – 30 marzo 2015, è sostanzialmente analogo a quello attivato lo scorso anno¹³².

¹²⁹ Con le delibere di pari data 13 marzo 2014, 108/2014/R/gas e 109/2014/R/gas.

¹³⁰ Ovvero con la delibera 16 maggio 2014, 220/2014/R/gas.

¹³¹ Con la delibera 19 giugno 2014, 295/2014/R/gas.

¹³² Con la delibera 28 marzo 2013, 121/2013/R/gas.

All'inizio di quest'anno, l'Autorità ha definito¹³³ i criteri di conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2015-2016 a valle di un processo di consultazione nella quale, in anticipo rispetto alle disposizioni definite con decreto 6 febbraio 2015 del Ministro dello sviluppo economico, l'Autorità ha presentato¹³⁴ i propri orientamenti per il conferimento della capacità di stoccaggio mediante procedure di mercato, confermando sia l'impianto generale dei servizi di stoccaggio, definito già nel 2013¹³⁵ (servizio di punta e servizio uniforme), sia le modalità di organizzazione delle procedure introdotte nel febbraio 2014¹³⁶ (aste sequenziali mensili).

Anche per l'anno termico 2015-2016, l'intervento si inserisce in un contesto di mercato che presenta differenziali stagionali di prezzo del gas che si pongono a livelli inferiori rispetto ai costi connessi all'acquisto della capacità di stoccaggio e al suo utilizzo. A ciò si aggiunga che i livelli di consumo risultano sensibilmente ridotti rispetto ai massimi storici, con la conseguente riduzione della quota che deve essere coperta necessariamente dallo stoccaggio.

In particolare, anche per il 2015, in ciascuna procedura di allocazione i partecipanti sono chiamati a presentare la loro offerta per la capacità di stoccaggio, per i servizi uniforme e di punta, articolata in due diversi prodotti:

- uno che prevede la disponibilità della capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione (prodotto con iniezione stagionale);
- un altro che considera la disponibilità di capacità di iniezione nel solo mese successivo a quello di conferimento (prodotto con iniezione mensile).

Infine, nel febbraio 2015 sono state definite¹³⁷ le quote percentuali di gas applicate agli utenti per la copertura dei consumi tecnici di stoccaggio per il periodo 1 aprile 2015 – 31 marzo 2016. Le modalità di attribuzione¹³⁸ dei consumi tecnici, tengono conto del fatto che l'utente del servizio di stoccaggio contribuisce a generare i relativi costi, ove la sua posizione sia allineata a quella del flusso del sistema (in flusso), mentre contribuisce a ridurli ove questa sia opposta al flusso del sistema (in controflusso). Poco dopo l'Autorità ha definito¹³⁹ i criteri di calcolo dei prezzi di riserva delle aste per il conferimento della capacità di stoccaggio. Tali prezzi di riserva non sono resi noti al sistema, e dunque pubblicati, come stabilito dal decreto 6 febbraio 2015 del Ministro dello sviluppo economico.

Accesso ed erogazione del servizio di rigassificazione

Alla fine del 2014, l'Autorità ha avviato¹⁴⁰ la riforma della disciplina di utilizzo flessibile della capacità di rigassificazione del GNL e di risoluzione delle congestioni per l'accesso ai terminali.

I criteri atti a garantire agli utenti l'accesso al servizio di rigassificazione del GNL e ad assicurare l'imparzialità e la neutralità della gestione delle infrastrutture erano stati definiti¹⁴¹ nel 2005, in un

¹³³ Con la delibera 12 febbraio 2015, 49/2015/R/gas.

¹³⁴ Col documento per la consultazione 23 dicembre 2014, 661/2014/R/gas.

¹³⁵ Con la delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas.

¹³⁶ Dalla delibera 85/2014/R/gas.

¹³⁷ Con la delibera 19 febbraio 2015, 64/2015/R/gas.

¹³⁸ Introdotte con la delibera 19 aprile 2012, 152/2012/R/gas.

¹³⁹ Con le delibere 26 febbraio 2015, 80/2015/R/gas e 81/2015/R/gas.

¹⁴⁰ Con il documento per la consultazione 11 dicembre 2014, 617/2014/R/gas.

contesto del sistema gas caratterizzato dalla scarsità della capacità di rigassificazione disponibile e dall'assenza di strumenti idonei a contrastare efficacemente le eventuali ipotesi di accaparramento della stessa capacità. L'attuale contesto si caratterizza, invece, per l'abbondanza di capacità di rigassificazione disponibile non conferita presso tutti i terminali italiani, a fronte di un calo della domanda di gas in Europa. Anche l'assetto normativo del sistema gas si è fortemente evoluto rispetto al quadro legislativo nell'ambito del quale erano state definite le disposizioni del 2005. In particolare, il recepimento delle direttive europee in materia di conferimento della capacità transfrontaliera e di gestione delle congestioni, nonché l'introduzione di un sistema di bilanciamento di mercato, hanno reso più agevole e flessibile l'accesso alle infrastrutture di interconnessione transfrontaliere e hanno fatto emergere solidi riferimenti di mercato anche per l'individuazione del valore delle varie risorse del sistema.

Ai terminali di rigassificazione è richiesta sempre di più la disponibilità a fornire agli utenti un accesso flessibile, sia attraverso l'offerta di servizi di tipo *spot*, sia mediante la previsione di modalità di utilizzo delle capacità contrattualizzate adeguate a un contesto dinamico. È emersa, conseguentemente, l'esigenza, da parte degli utenti, di poter usufruire di regole di utilizzo della capacità conferita più flessibili – coerenti con la gestione di breve termine degli approvvigionamenti e della logistica del trasporto marittimo che si sta consolidando nel mercato del GNL – e che, pertanto, non impongano decisioni di programmazione troppo anticipate rispetto all'attuale contesto di mercato, nel quale gli operatori stabiliscono tipicamente le destinazioni dei carichi al massimo uno o due mesi prima della data di consegna.

In coerenza con gli indirizzi riportati nel *Quadro strategico per il quadriennio 2015-2018*, l'Autorità ha proposto nella consultazione alcuni interventi mirati a promuovere l'utilizzo flessibile dei terminali di rigassificazione, tra cui:

- l'introduzione della possibilità di cessione bilaterale tra gli utenti della capacità conferita;
- l'integrazione delle attuali disposizioni in tema di rilascio della capacità conferita, disciplinando la possibilità, per l'utente, di revocare l'eventuale messa a disposizione dell'impresa di rigassificazione per il conferimento a terzi della capacità non utilizzabile;
- la previsione che l'impresa di rigassificazione renda disponibile per il conferimento di tipo *spot*, sulla base di un criterio di tipo *first come/first served*, l'eventuale capacità non richiesta entro un termine definito nel Codice di rigassificazione;
- la riduzione da M-2 (due mesi prima) a M-1 (un mese prima) del termine per il rilascio della capacità conferita; termine oltre il quale la medesima capacità, in caso di mancato utilizzo, concorre alla possibile applicazione delle disposizioni previste per il caso di mancato utilizzo della capacità conferita.

In esito al processo di consultazione, gli interventi proposti, sui quali è emersa una generale condivisione da parte degli *stakeholders*, sono stati confermati¹⁴² procedendo anche a un intervento di riordino della struttura della regolazione del 2005. In particolare, l'Autorità, oltre a confermare l'introduzione della possibilità di cessione bilaterale tra utenti della capacità conferita, ha anche precisato che tale cessione bilaterale di capacità da parte degli utenti possa avvenire pure nei confronti di terzi non ancora utenti. A integrazione di quanto emerso nell'ambito del

¹⁴¹ Con la delibera 1 agosto 2005, n. 167.

¹⁴² Con la delibera 19 marzo 2015, 118/2015/R/gas.

processo consultivo, l'Autorità ha allineato al posticipo citato (da M-2 a M-1) anche le tempistiche previste relativamente alla disciplina dei corrispettivi per inosservanza della programmazione delle consegne di GNL. Infine, sempre a integrazione di quanto proposto originariamente dal regolatore, è stata anche prevista l'esplicitazione di un criterio di priorità nel conferimento della capacità primaria rispetto a quella resa disponibile dagli utenti.

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, nell'anno termico in corso l'Autorità ha dato attuazione 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*". Ciò 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 novembre 2013, sono stati definiti¹⁴³ i criteri di determinazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2014-2017. In Italia la tariffa di trasporto si articola in tre parti:

- remunerazione del servizio di trasporto sulla rete nazionale di tipo *entry-exit*, con allocazione dei costi di tipo matriciale (*matrix cost allocation*) e con ripartizione 50/50 dei costi tra corrispettivi di *entry* e corrispettivi di *exit*, e 85/15 tra *capacity* e *commodity*;
- remunerazione del servizio di trasporto sulla rete regionale, per il quale si applica una tariffa unica c.d. "a francobollo";
- una componente tariffaria variabile legata ai volumi trasportati.

Per la parte della tariffa a remunerazione del servizio svolto sulla rete regionale sono previsti sconti proporzionali alla distanza per gasdotti regionali che distano meno di 15 km dalla rete nazionale; data l'omogeneità della medesima tariffa sulla rete regionale, sono previsti specifici

¹⁴³ Delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas.

meccanismi di perequazione. Per il servizio continuo su base inferiore all'anno la tariffa subisce una rimodulazione su base mensile dei corrispettivi unitari di capacità sulla rete nazionale, mentre per il servizio interrompibile il medesimo corrispettivo viene ridotto in modo da tener conto del rischio di interruzione del servizio. Le modalità di calcolo della riduzione del corrispettivo sono decise dall'impresa maggiore di trasporto e approvati dall'Autorità.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai ricavi di riferimento per l'anno 2015¹⁴⁴, i corrispettivi di trasporto e di dispacciamento del gas naturale e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas per l'anno 2015¹⁴⁵.

Inoltre, l'Autorità ha accertato¹⁴⁶ il conseguimento degli obiettivi di realizzazione degli interventi di sviluppo della Rete nazionale di gasdotti (*milestone*) relativi all'anno 2013 e ha contestualmente abrogato le disposizioni in vigore sull'incentivazione all'accelerazione degli investimenti¹⁴⁷. Il meccanismo di incentivazione per l'accelerazione degli investimenti si basava sull'applicazione di una maggiorazione del tasso di remunerazione alle immobilizzazioni in corso e non consentiva di differenziare l'entità dell'incentivo sulla base di una valutazione costi benefici. Non poteva quindi essere mantenuto, senza modifiche rilevanti, nell'ambito della regolazione tariffaria per il periodo 2014-2017, che prevede di differenziare l'incentivo sulla base dell'effettivo contributo dell'infrastruttura alla sicurezza del sistema nazionale del gas e alla promozione della concorrenza, in un'ottica di maggiore selettività.

Rigassificazione

La definizione¹⁴⁸ dei criteri di regolazione delle tariffe di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione (2014-2017) è avvenuta nell'ottobre 2013. In quella sede, l'Autorità ha deciso di rimandare all'anno 2015 l'introduzione di una tariffa costante nel tempo, al fine di svolgere ulteriori analisi e valutazioni, eventualmente anche in seguito a una specifica consultazione. In materia è stato diffuso all'inizio del 2014 un documento per la consultazione¹⁴⁹, che conteneva gli approfondimenti e gli orientamenti dell'Autorità.

In virtù delle criticità emerse durante la consultazione, l'Autorità ha ritenuto¹⁵⁰ di non dare seguito alla proposta relativa all'applicazione di una tariffa stabilizzata per il servizio di rigassificazione e di adottare, ai fini dell'approvazione delle proposte tariffarie per l'anno 2015, i medesimi criteri utilizzati per le proposte tariffarie per l'anno 2014. Contestualmente ha previsto l'avvio, a partire dal 2015 (per le allocazioni relative al 2016), di procedure concorsuali per l'assegnazione di capacità, al fine di garantire una allocazione più efficiente della capacità di rigassificazione e un miglior funzionamento del mercato, rimuovendo i potenziali effetti distorsivi di una tariffa decrescente nel tempo.

Contemporaneamente, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione, l'Autorità ha:

¹⁴⁴ Con la delibera 27 novembre 2014, 584/2014/R/gas.

¹⁴⁵ Con la successiva delibera 11 dicembre 2014, 608/2014/R/gas

¹⁴⁶ Con la delibera 29 maggio 2014, 245/2014/R/gas.

¹⁴⁷ Di cui alla delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 156/11.

¹⁴⁸ Delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas.

¹⁴⁹ Consultazione del 27 febbraio 2014, 80/2014/R/gas

¹⁵⁰ Con la delibera 10 luglio 2014, 335/2014/R/gas.

- approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione di cui all'art. 22.1 della RTRG e i corrispettivi transitori di misura, relativi all'anno 2015, per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico;
- previsto, per la società Terminale GNL Adriatico, una deroga per la definizione del corrispettivo a copertura dei costi di ripristino, disponendo, altresì, che la società presenti una stima di tali oneri entro il 30 aprile 2015;
- approvato il corrispettivo per i servizi marittimi di rimorchio e ormeggio, offerti dalla società Terminale GNL Adriatico per l'anno 2015;
- sospeso il procedimento di approvazione della proposta tariffaria relativa all'anno 2015 per la società OLT Offshore LNG Toscana, fino al completamento di alcuni procedimenti in corso avviati nel dicembre 2013¹⁵¹.

Nell'agosto 2014, l'Autorità ha disposto¹⁵² la chiusura di tali supplementi di istruttoria, determinando d'ufficio, in via definitiva, le tariffe per il servizio di rigassificazione per la società OLT Offshore LNG Toscana relative al periodo transitorio 2012-2013 e all'anno 2014. Contestualmente, l'Autorità ha determinato per la medesima società, fino a una eventuale diversa decisione da parte di un'altra Autorità competente, i corrispettivi specifici per i servizi marittimi di rimorchio e ormeggio sulla base dei costi sottostanti tali servizi. Con un ulteriore provvedimento, l'Autorità ha determinato la tariffa, relativa all'anno 2015, del servizio di rigassificazione e il corrispettivo dei servizi marittimi di rimorchio e ormeggio per la società OLT Offshore LNG Toscana¹⁵³.

Stoccaggio

Nella tariffa di stoccaggio la parte *capacity* prevede tre corrispettivi:

- un corrispettivo a remunerazione dello spazio assegnato all'utente;
- una parte a copertura della capacità di iniezione e di erogazione;
- un corrispettivo a copertura dello spazio strategico.

A queste componenti va aggiunta la parte variabile legata ai volumi movimentati (parte *commodity*). Anche per la tariffa di stoccaggio sono previsti specifici meccanismi di perequazione resi necessari dall'omogeneità della tariffa su base nazionale.

Nel febbraio 2014 l'Autorità ha avviato¹⁵⁴ un procedimento per la regolazione in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio di gas naturale per il quarto periodo di regolazione, decorrente dall'1 gennaio 2015. In quest'ambito, l'Autorità ha effettuato due consultazioni circa le modalità di determinazione dei ricavi riconosciuti¹⁵⁵, nonché in merito ai criteri di incentivazione per i nuovi

¹⁵¹ Avviati con le delibere 12 dicembre 2013, 575/2013/R/gas, e 19 dicembre 2013, 604/2013/R/gas.

¹⁵² Con la delibera 7 agosto 2014, 415/2014/R/gas.

¹⁵³ Ovvero con la delibera 23 dicembre 2014, 652/2014/R/gas.

¹⁵⁴ Delibera del 27 febbraio 2014, 79/2014/R/gas.

¹⁵⁵ Con il documento per la consultazione 24 aprile 2014, 189/2014/R/gas.

investimenti, all'istituto del fattore correttivo per la garanzia dei ricavi di riferimento e alle modalità di determinazione dei corrispettivi da applicare alla capacità assegnata *pro quota*¹⁵⁶.

I criteri di regolazione per il servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2015-2018 sono quindi stati definiti¹⁵⁷ nell'ottobre 2014, con cui l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- fissare il tasso di remunerazione del capitale investito, pari al 6%;
- prevedere la revisione del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) disponendone l'aggiornamento con riferimento al valore del tasso *risk-free*; al fine di allineare le tempistiche di aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito con gli altri servizi regolati, l'aggiornamento deve avvenire con riferimento alla determinazione dei ricavi per l'anno 2016;
- escludere le immobilizzazioni in corso dalla determinazione del valore del capitale investito riconosciuto, prevedendo contestualmente una clausola di salvaguardia per le immobilizzazioni in corso realizzate entro il 31 dicembre 2014;
- prevedere che gli incrementi patrimoniali relativi a investimenti che entreranno in esercizio nel nuovo periodo di regolazione possano includere oneri finanziari capitalizzati in corso d'opera, entro un limite predeterminato;
- escludere le immobilizzazioni in corso dalla determinazione del valore del capitale investito riconosciuto ai fini del calcolo della quota di ricavo riconducibile alla remunerazione aggiuntiva per gli investimenti incentivati entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione;
- prevedere la determinazione di ricavi provvisori sulla base di valori di pre-consuntivo dei nuovi investimenti e la rideterminazione dei suddetti ricavi in via definitiva sulla base di valori di consuntivo, in analogia a quanto previsto nel servizio di distribuzione del gas;
- adottare meccanismi di incentivazione dei nuovi investimenti che consentano di commisurare l'eventuale maggior remunerazione riconosciuta al valore del servizio erogato;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio del c.d. *profit sharing* di fine periodo, riconoscendo alle imprese, nel primo anno del nuovo periodo regolatorio, il 50% dei maggiori recuperi di produttività, realizzati nel corso del terzo periodo di regolazione;
- determinare, nel caso in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione, i costi operativi riconosciuti, in modo da contemperare le esigenze di equilibrio economico finanziario delle imprese con un adeguato incentivo al recupero di efficienze, in analogia con quanto previsto per il servizio di trasporto;
- fissare il coefficiente di recupero di produttività, differenziato per impresa;
- prevedere un fattore correttivo volto, tra l'altro, ad assicurare la parziale copertura dei costi riconosciuti anche in caso di mancato utilizzo dell'infrastruttura, ovvero di una sua valorizzazione, tramite le procedure di allocazione competitiva della capacità, al di sotto del ricavo tariffariamente ammissibile; e che detto fattore correttivo sia applicato ai siti di stoccaggio in esercizio al 31 dicembre 2014, nonché ai siti di stoccaggio che saranno messi in esercizio anche successivamente a tale data, ma sviluppati in attuazione di normativa primaria,

¹⁵⁶ Con il successivo documento per la consultazione 7 agosto 2014, 417/2014/R/gas.

¹⁵⁷ Con la delibera 30 ottobre 2014, 531/2014/R/gas.

e ai siti individuati quali infrastrutture strategiche ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;

- prevedere una copertura parziale dei costi operativi nel fattore correttivo, al fine di fornire un rafforzato incentivo al contenimento dei medesimi costi;
- prevedere un meccanismo che consenta agli operatori esistenti di coprire i costi operativi incrementali derivanti dalla realizzazione di nuovi siti/livelli di stoccaggio, in coerenza con quanto previsto con i siti di stoccaggio realizzati dai nuovi operatori.

Al contempo, l'Autorità ha anche avviato un procedimento in materia di fissazione del livello di copertura della quota di ricavo riconducibile alla remunerazione addizionale del capitale investito netto per gli investimenti incentivati entrati in esercizio nei precedenti periodi di regolazione.

In attuazione delle disposizioni di cui al decreto legge 12 settembre 2014, n. 133, convertito nella legge 11 novembre 2014, n. 164, l'Autorità ha poi avviato¹⁵⁸ un altro procedimento per integrare i criteri tariffari per il servizio di stoccaggio del gas naturale definiti un mese prima. Ciò al fine di introdurre meccanismi regolatori incentivanti, anche asimmetrici, per lo sviluppo di ulteriori prestazioni di punta da stoccaggio, applicabili agli investimenti effettuati a decorrere dall'anno 2015. Su tali meccanismi incentivanti, l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti¹⁵⁹ sia in merito alle modalità di determinazione degli incentivi per la realizzazione di capacità di punta addizionale, sia sulle procedure con cui i soggetti interessati possono accedervi.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione, l'Autorità ha approvato¹⁶⁰:

- i ricavi di riferimento d'impresa per il servizio di stoccaggio, di cui all'art. 14 della RTSG, presentati dalla società Stogit per l'anno 2015;
- in via provvisoria, i ricavi di riferimento d'impresa di cui all'art. 14 della RTSG, presentati della società Edison Stoccaggio;
- le percentuali di ripartizione dell'importo complessivo del contributo compensativo¹⁶¹, relativo all'anno 2014, tra le regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio in esercizio, sulla base delle capacità di stoccaggio offerte in conferimento, inclusa la capacità di stoccaggio strategico, per l'anno termico 2014-2015.

Distribuzione

Alla fine del 2013, è stata definita¹⁶² la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il periodo di regolazione 2014-2019, inerenti alle concessioni comunali o sovracomunali, rinviando a un successivo provvedimento l'adozione di misure relative alla regolazione tariffaria per le gestioni d'ambito.

¹⁵⁸ Con la delibera 27 novembre 2014, 586/2014/R/gas.

¹⁵⁹ Con il documento per la consultazione 23 dicembre 2014, 656/2014/R/gas.

¹⁶⁰ Con la delibera 15 febbraio 2015, 51/2015/R/gas.

¹⁶¹ Approvato con la delibera 1 agosto 2013, 350/2013/R/gas.

¹⁶² Con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas.

Con riferimento a tali ultime tematiche, a valle di un processo di consultazione¹⁶³ avvenuto nel febbraio 2014, l'Autorità ha ridefinito¹⁶⁴ la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019, integrando le disposizioni relative alle gestioni comunali e sovracomunali con quelle relative alle gestioni per ambito di concessione.

Il provvedimento riflette sostanzialmente l'impostazione e gli orientamenti illustrati nella consultazione, in merito alla determinazione di:

- corrispettivi a copertura dei costi operativi per l'attività di distribuzione e di gestione delle infrastrutture di rete;
- corrispettivi a copertura degli oneri di gara (*una tantum*, di cui al comma 8.1 del decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro per i rapporti con le Regioni e la coesione territoriale, 12 novembre 2011, n. 226) e della quota annua, di cui al comma 8.2 del medesimo decreto;
- valore delle immobilizzazioni nette di località a seguito degli affidamenti per ambito e criteri per il riconoscimento della differenza tra Valore Industriale Residuo (VIR) e Valore riconosciuto a fini tariffari (Regulatory Asset Base, RAB);
- componenti della tariffa obbligatoria che riflettono, rispettivamente, gli oneri per il riconoscimento della differenza tra VIR e RAB e lo sconto tariffario offerto in sede di gara;
- criteri per la rivalutazione delle RAB non allineate con le medie di settore (c.d. "RAB depresse"), da applicare anche ai cespiti di proprietà degli enti locali concedenti non oggetto di trasferimento in sede di gara.

In relazione ai corrispettivi a copertura dei costi operativi per l'attività di distribuzione e gestione delle infrastrutture di rete, è stata introdotta una differenziazione in funzione della dimensione dell'ambito, distinguendo tra gli ambiti fino a 300.000 punti di riconsegna e gli ambiti con più di 300.000 punti di riconsegna.

Per i primi, il corrispettivo a copertura dei costi operativi è determinato come media aritmetica dei valori unitari applicati alle gestioni comunali e sovracomunali, riferiti alle imprese di dimensione media e grande appartenenti alla classe di densità corrispondente. Nei due aggiornamenti tariffari successivi all'avvio della gestione del servizio per ambito, il corrispettivo viene aggiornato ponendo il fattore di recupero produttività (*X-factor*) pari a zero. Sono stati poi introdotti criteri di gradualità negli aggiornamenti per gli anni di concessione successivi al terzo.

Per gli ambiti con oltre 300.000 punti di riconsegna, il corrispettivo a copertura dei costi operativi è pari ai valori unitari applicati alle gestioni comunali e sovracomunali riferiti alle imprese di grandi dimensioni appartenenti alla classe di densità corrispondente. Nei due aggiornamenti tariffari successivi all'avvio della gestione del servizio per ambito, il corrispettivo viene aggiornato ponendo l'*X-factor* pari a zero. A partire dal quarto anno della gestione per ambito, si assumono i valori unitari dei corrispettivi previsti per le gestioni comunali e sovracomunali, fissati per la classe di densità corrispondente, per le imprese di dimensione grande. Tali valori unitari sono aggiornati annualmente sulla base dell'*X-factor* previsto per le imprese di grandi dimensioni.

¹⁶³ Documento per la consultazione 13 febbraio 2014, 53/2014/R/gas.

¹⁶⁴ Con la delibera 24 luglio 2014, 367/2014/R/gas.

Nello stesso provvedimento è stato considerato il riconoscimento dei costi di cui al decreto legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222, a copertura:

- degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante dell'*una tantum*, di cui all'art. 8, comma 1, del decreto;
- degli oneri connessi alla corresponsione alla stazione appaltante del corrispettivo annuale di cui all'art. 8, comma 2, del decreto, pari all'1% della somma della remunerazione sia del capitale di località relativo ai servizi di distribuzione e misura, sia della relativa quota di ammortamento annuale.

In merito al valore delle immobilizzazioni nette di località a seguito degli affidamenti per ambito, l'Autorità, in base al decreto legislativo 1 giugno 1993, n. 93, ha distinto i casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente e quelli in cui il gestore entrante coincide con quello uscente.

In particolare, per il periodo di affidamento, il valore iniziale delle immobilizzazioni nette di località oggetto di trasferimento a titolo oneroso al gestore entrante, riferito al 31 dicembre dell'anno precedente a quello dell'affidamento del servizio mediante gara, è calcolato sulla base del:

- valore di rimborso, di cui all'art. 5 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226 riconosciuto al gestore uscente, nel caso in cui il gestore entrante sia diverso dal gestore uscente;
- valore delle immobilizzazioni nette di località riconosciute ai fini regolatori negli altri casi.

Sono stati poi individuati i criteri per la rivalutazione delle c.d. "RAB depresse" rispetto ai valori medi riconosciuti, da applicare anche ai cespiti di proprietà degli enti locali concedenti non oggetto di trasferimento in sede di gara. In particolare, sono considerate come depresse le situazioni in cui il livello della RAB sia inferiore rispetto al 75% della valutazione parametrica, e il livello cui vengono riportate le RAB depresse è pari al 75% della valutazione parametrica. Rispetto alle ipotesi formulate in sede di consultazione risultano, pertanto, aumentati sia la platea dei possibili beneficiari, sia il livello obiettivo cui riallineare le RAB depresse.

Nel mese di marzo 2014 sono state approvate¹⁶⁵ le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2014, calcolate sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2013. Il medesimo provvedimento ha disposto la rideterminazione di opzioni tariffarie per l'anno 2014.

Successivamente è stata introdotta¹⁶⁶ una modifica della formula per il calcolo del vincolo ai ricavi ammessi a copertura dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione, concentratori inclusi, ai fini della definizione dei saldi di perequazione dei costi relativi al servizio di misura per l'anno 2013. In particolare, è stato previsto che tale vincolo sia calcolato come somma delle quote di ammortamento e della remunerazione del capitale relative agli investimenti dichiarati nell'ambito della raccolta dati per le determinazioni tariffarie 2013, allo scopo di consentire la copertura dei costi di investimento effettivamente sostenuti dalle imprese.

¹⁶⁵ Con la delibera 27 marzo 2014, 132/2014/R/gas.

¹⁶⁶ Con la delibera 25 settembre 2014, 456/2014/R/gas.

A seguito della revisione delle vite utili dei misuratori imposta dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, l’Autorità ha disciplinato¹⁶⁷ le rideterminazioni tariffarie relative alle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per gli anni 2009-2013.

Stante il disaccoppiamento tra la tariffa unica applicata ai clienti finali (c.d. “tariffa obbligatoria”) e le tariffe definite per fissare i vincoli ai ricavi ammessi di ciascuna impresa distributrice (c.d. “tariffe di riferimento”), sono state determinate¹⁶⁸ le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale e le opzioni tariffarie gas diversi, per l'anno 2015. In particolare, le componenti fisse della tariffa obbligatoria relative al servizio di distribuzione e al servizio di misura sono state articolate¹⁶⁹ in tre scaglioni, sulla base della classe del gruppo di misura.

Misura

Nel dicembre 2013, sono stati fissati¹⁷⁰ gli obblighi di installazione e messa in servizio degli di misuratori elettronici per la telelettura/telegestione dei punti di riconsegna della distribuzione gas (*smart meter gas*). Per i clienti di piccole dimensioni, aventi gruppi di misura di classe G4 e G6, sono stati introdotti obblighi differenziati in funzione della dimensione delle imprese distributrici. Le imprese con più di 200.000 clienti finali hanno l’obbligo di:

- installare il 3% di *smart meter* (rispetto ai punti di riconsegna attivi) entro il 31 dicembre 2014;
- mettere in servizio il 3% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2015;
- installare il 10% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2015;
- mettere in servizio il 60% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2018.

Le imprese con più di 100.000 clienti finali hanno l’obbligo di installare il 3% di *smart meter* entro il 31 dicembre 2015.

È stata fatta salva la facoltà di installare gruppi di misura di classe G4 e G6 di tipo tradizionale, ma solamente sino al 31 dicembre 2014. Successivamente a tale data, i gruppi di misura installati dovranno essere esclusivamente di tipo *smart*.

Gli obblighi di installazione e messa in servizio dei contatori intelligenti del gas, sono poi stati aggiornati¹⁷¹ prevedendo che le imprese distributrici possano adottare criteri di pianificazione del *roll-out* che consentano il superamento delle possibili inefficienze derivanti dall’installazione di contatori intelligenti isolati.

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

Nel corso del 2014 l’Autorità ha svolto un’intensa attività per dare attuazione alle disposizioni previste in materia di affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione dall’art. 4,

¹⁶⁷ Con la delibera 18 dicembre 2014, 633/2014/R/gas.

¹⁶⁸ Con la delibera 18 dicembre 2014, 634/2014/R/gas.

¹⁶⁹ In coerenza con quanto previsto dall’art. 40, comma 9, della RTDG.

¹⁷⁰ Delibera del 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas.

¹⁷¹ Con la delibera 23 dicembre 2014, 651/2014/R/gas,.

comma 5, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69. In tale ambito sono da menzionare le attività¹⁷² in materia di valutazione dei valori di rimborso che risultino maggiori del 10% del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria e in materia di anticipo alle stazioni appaltanti dell'importo equivalente al corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara¹⁷³.

Nel mese di marzo l'Autorità ha messo a disposizione delle stazioni appaltanti¹⁷⁴ i dati relativi al valore degli *asset* utilizzato ai fini della fissazione delle tariffe 2013, con riferimento all'insieme delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario; è stato quindi disciplinato¹⁷⁵ l'iter procedurale relativo all'analisi della documentazione di gara che le stazioni appaltanti devono inviare all'Autorità¹⁷⁶. In particolare, essa deve essere trasmessa almeno 60 giorni prima della scadenza del termine previsto per la pubblicazione del bando di gara all'Autorità che ne cura la pubblicazione, sul proprio sito internet, all'interno di un apposito cruscotto che riporta in forma sintetica le informazioni sullo stato della procedura relativa agli adempimenti previsti.

Nel documento per la consultazione 17 aprile 2014, 178/2014/R/gas, sono stati illustrati gli indirizzi dell'Autorità per la definizione delle procedure e dei metodi di analisi parametrica e degli indici, al fine della valutazione degli scostamenti tra VIR e RAB

A valle della necessaria fase di consultazione¹⁷⁷, l'Autorità ha disciplinato¹⁷⁸ gli aspetti metodologici per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10%, le modalità operative per l'acquisizione dei dati relativi al VIR necessari per le verifiche che l'Autorità deve svolgere e le procedure per la verifica degli scostamenti. In relazione alle procedura di verifica degli scostamenti tra VIR e RAB, l'Autorità ha previsto che essa sia condotta secondo una logica multistadio che prevede, in successione, un test parametrico di coerenza del VIR; un'analisi per indici (che impiega dei valori di riferimento per la determinazione dei costi unitari *benchmark*¹⁷⁹); e l'esame delle giustificazioni trasmesse dagli enti locali concedenti.

Nel luglio 2014, dopo la consultazione¹⁸⁰, l'Autorità ha quindi definito¹⁸¹ le modalità di rimborso ai gestori uscenti degli importi equivalenti al corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara¹⁸². In particolare, sono state previste sia l'applicazione di un tasso di interesse pari al tasso di rendimento del capitale di debito utilizzato ai fini della determinazione del WACC, relativo ai servizi di distribuzione e misura del gas nel quarto periodo di regolazione, sia l'adozione del regime dell'interesse composto per la determinazione degli interessi.

Nello stesso mese sono stati messi a disposizione delle stazioni appaltanti, nel sito dell'Autorità, i dati relativi al valore degli *asset* al 31 dicembre 2012:

¹⁷² Connesse all'attuazione delle disposizioni di cui all'art. 1, comma 16 e 16-*quater*.

¹⁷³ Previste dal decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, come convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9.

¹⁷⁴ "Stazione appaltante" è il soggetto che, su delega degli Enti locali concedenti appartenenti all'ambito, ha la responsabilità di bandire, gestire e aggiudicare la gara di affidamento del servizio di distribuzione in tutti i Comuni dell'ambito.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico n. 226/11 ha stabilito infatti che, per un efficace ed efficiente processo di affidamento del servizio di distribuzione per ambito territoriale, sia indispensabile che gli Enti locali appartenenti a un ambito individuino un'amministrazione o un'organizzazione già istituita cui delegare l'espletamento della procedura di gara (stazione appaltante).

¹⁷⁵ Con la delibera 3 aprile 2014, 155/2014/R/gas.

¹⁷⁶ Ai sensi dell'art. 9, comma 2, del decreto ministeriale n. 226/11.

¹⁷⁷ Si veda il documento per la consultazione 17 aprile 2014, 178/2014/R/gas.

¹⁷⁸ Con la delibera 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, in attuazione dell'art. 1, comma 16, del decreto legge n. 145/13.

¹⁷⁹ Definiti con la delibera 7 agosto 2014, 414/2014/R/gas.

¹⁸⁰ Si veda il documento per la consultazione 24 aprile 2014, 190/2014/R/gas.

¹⁸¹ Con la delibera 3 luglio 2014, 326/2014/R/gas.

¹⁸² In attuazione dell'art. 1, comma 16-*quater*, del decreto legge n. 145/13.

- i dati RAB riferiti all'insieme delle località appartenenti a ciascun ambito tariffario in modalità aggregata senza distinzione per soggetto proprietario;
- i dati RAB di proprietà del gestore e soggetti a trasferimento a titolo oneroso, per le località appartenenti a ciascun ambito tariffario e per le quali il gestore ha fornito tale dettaglio.

Poi, nel mese di novembre, è stato modificato¹⁸³ lo schema di contratto tipo¹⁸⁴, per l'approvazione da parte del Ministero dello sviluppo economico. Con tale modifica è stato espressamente riconosciuto il diritto degli enti concedenti e/o delle loro eventuali società patrimoniali a ottenere, alla conclusione del periodo di affidamento del servizio, una somma pari al valore dell'ammortamento del capitale investito per le reti e per gli impianti.

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 2014 l'Autorità non ha avviato né concluso, nel settore del gas naturale procedimenti volti all'accertamento di violazioni della disciplina in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile.

4.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

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

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 27 febbraio 2013, n. 65, ha definito, ai sensi dell'articolo 16.1 del decreto legislativo n. 93/11, un **meccanismo per la valutazione e il monitoraggio del Piano di sviluppo delle reti di trasporto gas**. Secondo tale decreto, i gestori di rete devono trasmettere tale Piano alle Regioni, all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico; il Ministero e l'Autorità lo valutano, ciascuno secondo le proprie competenze, anche ai fini della sua coerenza con la strategia energetica nazionale. Il Ministero deve anche valutare, sentita l'Autorità, se il Piano contenga un'adeguata stima dei fabbisogni in materia di investimenti e se esso sia coerente con il Piano decennale di sviluppo della rete a livello comunitario. In seguito all'attività di monitoraggio, nel caso in cui emerga che il gestore di rete non abbia realizzato un investimento che, in base al Piano, avrebbe dovuto essere realizzato, il Ministero e l'Autorità possono imporre al gestore medesimo di realizzare l'investimento entro un termine definito. In caso di mancata ottemperanza alle disposizioni emanate in conseguenza del monitoraggio, l'Autorità può infine irrogare sanzioni.

Gli operatori del trasporto del gas naturale hanno inviato all'Autorità i *Piani decennali di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale*, come stabilito dal decreto. Le valutazioni di merito, nonché

¹⁸³ Con la delibera 20 novembre 2014, 571/2014/R/gas.

¹⁸⁴ Già predisposto con la delibera 6 dicembre 2012, 514/2012/R/gas.

quelle relative alla coerenza con le disposizioni di cui all'art. 16 del decreto legislativo n. 93/11 e con il regolamento adottato dal Ministro dello sviluppo economico con il decreto 27 febbraio 2013, n. 65, sono tuttora in corso.

Iniziative regionali gas

Nel 2012 le Iniziative regionali gas hanno avviato la prima attività sovraregionale, che consiste nell'implementazione volontaria e anticipata (ovvero prima della sua entrata in vigore) del Codice di rete sui meccanismi di allocazione della capacità (*Capacity Allocation Mechanisms – CAM NC*) da parte di gestori di rete e Autorità di regolazione. La suddetta attività, coordinata a livello europeo dall'Autorità italiana per conto di ACER, nel 2013 e per la prima metà del 2014 ha comportato lo sviluppo di progetti pilota a livello regionale-bilaterale, con l'obiettivo di sperimentare l'applicazione delle regole previste dal CAM NC in materia di organizzazione delle aste, definizione di prodotti *bundled* e sviluppo di piattaforme informatiche per l'allocazione della capacità transfrontaliera, prima che le stesse diventino vincolanti. Per favorire uno sviluppo omogeneo dei diversi progetti pilota, ACER ed ENTSO-G hanno approvato congiuntamente la *Roadmap for the early implementation of the Capacity Allocation Mechanisms Network Code*¹⁸⁵, che è stata poi aggiornata, nell'ottobre 2014, con le attività previste sino all'entrata in vigore obbligatoria attesa per il mese di novembre 2015.

Nell'ambito di tale implementazione anticipata del regolamento CAM, alcuni TSO europei hanno costituito la piattaforma Prisma per l'allocazione della capacità ai punti di interconnessione transfrontaliera. Prisma, che vede la partecipazione di 31 TSO europei, tra cui Snam Rete Gas, che offrono capacità in 12 Paesi, ha tenuto nell'anno appena trascorso circa 97.000 aste per l'allocazione di capacità primaria per oltre 8.600 GWh/h. Nel 2015 è prevista l'allocazione anche di capacità su base infragiornaliera e l'adesione di altri TSO.

Il Forum di Madrid del maggio 2014, anche sulla scorta dell'esperienza positiva della CAM *Roadmap early implementation*, aveva richiesto ad ACER ed ENTSO-G di estendere tale attività anche al Codice di rete sul bilanciamento. Tale attività, coordinata pure dall'Autorità italiana, si è sostanziata in un primo esercizio di monitoraggio sui tempi previsti per l'implementazione nei diversi Paesi europei, presentato nell'ottobre 2014, in cui nove Paesi, tra cui l'Italia, prevedono un'attuazione entro l'1 ottobre 2015.

L'Autorità italiana, pur confermando il proprio impegno per la partecipazione alle Iniziative regionali ACER, nel maggio 2014 ha ceduto al regolatore rumeno la *co-leadership* nella guida delle attività della regione gas Sud-Sud-Est¹⁸⁶. Le attività principali che hanno interessato la regione nel 2014 hanno riguardato, oltre all'implementazione anticipata del Codice di rete sull'allocazione della capacità (CAM NC), tre progetti di integrazione dei mercati, di sviluppo di un protocollo di interoperabilità e di sicurezza delle forniture.

¹⁸⁵ Disponibile al seguente link: http://www.acer.europa.eu/Gas/Regional_%20Intiatives/CAM_roadmap/Pages/default.aspx.

¹⁸⁶ Tale regione comprende, oltre a Italia e Polonia, Austria, Bulgaria, Cipro, Croazia (da luglio 2013), Grecia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Ungheria.

Coordinamento internazionale con ACER

Nel corso del 2014 l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei a livello multilaterale, attraverso l'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori nazionali dell'energia (ACER).

In relazione al settore del gas, l'Autorità ha partecipato attivamente alle attività dei gruppi di lavoro ACER responsabili dell'analisi dei Codici di rete europei predisposti da ENTSO-G, nonché al processo di revisione del *Gas Target Model* avviato all'inizio dell'anno. I documenti frutto di tale attività sono:

- l'opinione preliminare di ACER del luglio 2014 sul Codice di rete proposto da ENTSO-G per l'armonizzazione delle strutture tariffarie per le reti di trasporto e il seguente dibattito con la Commissione ed ENTSO-G per finalizzare la predisposizione della raccomandazione finale per l'adozione prevista entro l'estate 2015;
- la proposta di modifica del Codice di rete per l'allocazione della capacità, approvato nel 2013 (CAM NC), per le regole relative allo sviluppo di nuove capacità, posta in consultazione da ACER nel febbraio 2015 sulla base di una proposta di ENTSO-G del dicembre 2014;
- la revisione del *Gas Target Model* (GTM II CEER del 2011), presentata da ACER nel gennaio 2015, volta a veicolare principalmente il messaggio che mercati all'ingrosso efficienti e ben connessi sono fondamentali per realizzare un mercato europeo del gas. Il GTM II contiene: un esame degli scenari futuri di domanda e offerta del gas nel contesto globale; una revisione dei parametri per valutare la sicurezza degli approvvigionamenti dei singoli Paesi che individua la necessità di investire in nuove infrastrutture, in progetti di *reverse flow* e di diversificazione delle fonti di approvvigionamento; un'analisi del funzionamento dei mercati all'ingrosso del gas che individua una lista di criteri ideali, ispirati al funzionamento degli *hub* più liquidi europei (NBP e TTF), che ogni sistema dovrebbe utilizzare per valutare il grado di maturità dei suddetti mercati. Infine, il GTM II descrive gli aggiustamenti del quadro regolatorio che si rendono necessari per favorire lo sviluppo del gas come fonte di *backup* per le energie rinnovabili e i possibili nuovi utilizzi del gas.

Mercato dell'energia dei Paesi del Sud-Est Europa

Anche nel 2014 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT)¹⁸⁷ attraverso la partecipazione alle riunioni dell'*Energy Community Regulatory Board* (ECRB) e dei suoi gruppi di lavoro: *Electricity Working*

¹⁸⁷ Il Trattato istitutivo della Comunità energetica del Sud-Est Europa è stato firmato il 25 ottobre 2005 ad Atene ed è entrato in vigore l'1 luglio 2006. La finalità generale dell'EnCT è la creazione di un contesto regolatorio di carattere macroregionale, stabile e armonizzato, nella prospettiva di una completa implementazione dell'*acquis* comunitario in materia energetica, della creazione di un mercato energetico regionale e della sua integrazione nel mercato interno dell'Unione europea. A tale fine, l'EnCT individua tra gli obiettivi principali: attrarre investimenti, facilitare gli scambi di energia, aumentare la concorrenza tra gli operatori, garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici e migliorare le condizioni ambientali nei Paesi aderenti. Le parti del Trattato EnCT sono: Albania, Bosnia Erzegovina, ex Repubblica Jugoslava di Macedonia, Kosovo, Moldavia, Montenegro, Serbia, Ucraina. Le istituzioni principali, disciplinate nel Trattato, sono: *Ministerial Council* (MC), *Permanent High Level Group* (PHLG) – entrambi organismi di carattere governativo – ed ECRB. Quest'ultimo, in particolare, riunisce i rappresentanti delle Autorità di regolazione degli otto Paesi firmatari (*Contracting Parties*) dell'EnCT, un rappresentante della Commissione europea (nel ruolo di Vice-Presidente), un rappresentante dell'ACER e dei Paesi dell'Unione europea aderenti su base volontaria all'EnCT (*Participants*), che a tutt'oggi sono 16, fra i quali anche l'Italia. Compito principale di ECRB è fornire pareri e raccomandazioni agli *stakeholders* e alle istituzioni politiche del Trattato su aspetti relativi al quadro regolatorio e su altre questioni afferenti a esso. Inoltre l'ECRB assolve a un ruolo di riferimento per la regolazione nel mercato energetico dei Balcani.

Group (EWG), Gas Working Group (GWG) e Customer and Retail Market Working Group (CRWG), nonché ai *fora*¹⁸⁸ sull'energia elettrica e sul gas, che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con gli *stakeholders* del settore e guidare il processo di integrazione regionale.

Per quanto concerne il settore gas, nel GWG, che da dicembre 2014 è presieduto congiuntamente dall'Autorità e dal regolatore croato, si sono realizzati approfondimenti relativi ai diversi sistemi tariffari e alla qualità del gas; con il supporto degli esperti ACER, è stato avviato un progetto di monitoraggio dei mercati all'ingrosso ed è stato approvato il primo rapporto di valutazione sugli standard della qualità del gas nella regione. Le tre *task force* relative alla regolazione delle nuove fonti di gas che interessano i Paesi dei Balcani, lo sviluppo degli stoccaggi e il loro utilizzo in una logica regionale, nonché l'analisi dei Codici di rete già attuati o in corso di definizione da parte dell'ACER hanno prodotto diversi studi e messo a punto dei *workshop* di approfondimento. Particolare attenzione è stata poi dedicata a due temi: la possibile estensione della *Gas Regional Initiative* della *South South East Region* dell'ACER ai *Contracting Parties* facenti parte dell'*Energy Community*; le modalità interpretative o di modifica dei regolamenti in essere, per gestire le interconnessioni tra Paesi membri dell'Unione europea e Paesi dell'*Energy Community*.

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 paragrafo 2.

¹⁸⁸ I *fora* dei settori dell'elettricità e del gas sono riunioni annuali di tutte le istituzioni dell'*Energy Community*, promossi in cooperazione con la Commissione europea, cui partecipano rappresentanti di regolatori, gruppi d'interesse industriale e dei consumatori, finanziatori, mondo accademico. Le conclusioni dei *fora*, adottate per *consensus*, sono trasmesse ai ministri degli Stati aderenti.

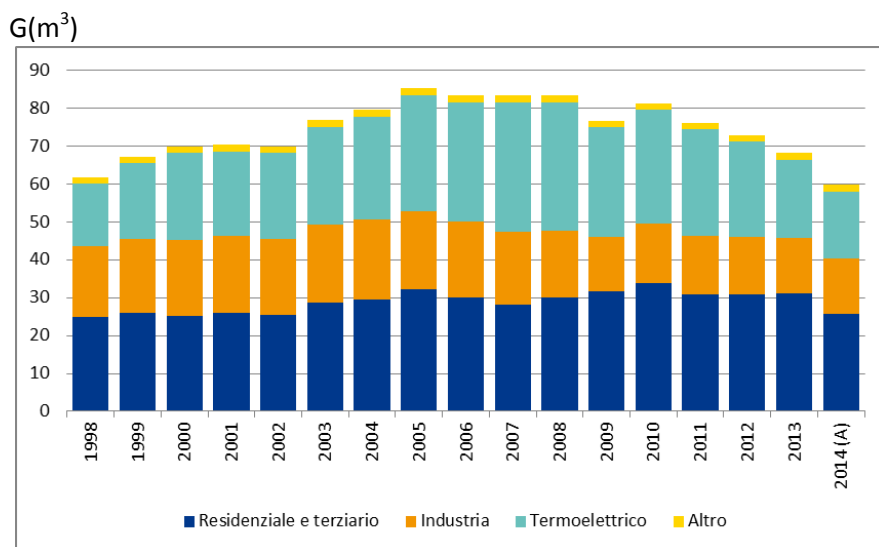
4.2 Promozione della concorrenza

4.2.1 Mercati all'ingrosso

Il 2014 è stato un anno deludente per l'Area euro: le prospettive di una fase di crescita significativa, che l'andamento positivo dei principali indicatori congiunturali lasciava presagire all'inizio dell'anno, si sono affievolite con il passare dei mesi, per la perdurante debolezza della domanda interna e la frenata di quella estera. La delusione è stata anche più significativa per l'Italia. Nonostante i primi segnali di miglioramento evidenziati lo scorso anno in queste stesse pagine, la nostra economia è stata l'unica, fra quelle dell'Eurozona, a chiudere con una variazione del PIL di segno negativo. In media d'anno, l'indice del fatturato dei prodotti industriali ha registrato nel 2014 una riduzione (-1,2%) per il terzo anno consecutivo, seppure nettamente più contenuta di quella ottenuta nei due anni precedenti (-7% nel 2012 e -3,8% nel 2013). In aggiunta a ciò, i mesi invernali (inizio e fine anno) del 2014 hanno registrato condizioni climatiche particolarmente miti, facendo mancare alla domanda di gas anche la spinta proveniente dai consumi per riscaldamento.

Non stupisce, quindi, che lo scorso anno, secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, il consumo interno lordo di gas naturale sia diminuito di altri 8 miliardi di metri cubi, scendendo a 61,9 G(m³) dai 70,1 G(m³) del 2013. In termini percentuali, il consumo lordo è diminuito dell'11,6% rispetto al 2013. Con quest'ultima caduta, la quarta consecutiva, i livelli di consumo lordo sono tornati ai valori rilevati tra il 1997 e il 1998.

Figura 4.4 Consumi di gas naturale per settore



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Coerentemente agli andamenti economici e climatici accennati, nel 2014 (Figura 4.4.) si sono registrati, in particolare, una marcata diminuzione (-16,9%) dei consumi civili (residenziale e terziario), una discesa nei consumi della generazione termoelettrica – dove il gas risulta sempre più spiazzato dalle fonti rinnovabili – ancora molto rilevante (-14,1%) e un ulteriore ripiegamento negli usi industriali (-2,1%). Come da diversi anni a questa parte, l'unico comparto in costante crescita è risultato quello dell'autotrazione: nel 2014 l'impiego di gas per i trasporti è aumentato del 6%, superando per la prima volta un miliardo di metri cubi.

Rispetto al punto di massimo toccato nel 2005, nel 2014 la domanda finale complessiva si è ridotta del 28%, ma la contrazione ha inciso profondamente sugli usi produttivi (-30% nell'industria, -43% nel termoelettrico) più che sul settore civile, dove i consumi hanno tenuto, almeno fino al 2013. Il crollo del 2014 (-17%), infatti, è largamente imputabile al fattore climatico.

La caduta, ancora rilevante, della domanda finale nel 2014 è stata coerentemente accompagnata da riduzioni nella produzione nazionale (-7,6%) e nelle importazioni nette (-10,1%).

Come in passato, l'85% circa di tutta la produzione nazionale è stato estratto dalle società del gruppo Eni, che rimane l'operatore dominante di questo segmento con una quota assolutamente maggioritaria e largamente distante dal secondo gruppo societario, Royal Dutch Shell con l'8,3%. In terza posizione il gruppo Edison, con il 4,3% e in quarta posizione Gas Plus, quest'anno con una quota dell'1,8%.

Secondo i dati preconsuntivi del Ministero dello sviluppo economico, i quantitativi di gas importato nel 2014 si sono ridotti di un altro 10%, scendendo a 55.757 dai 61.966 M(m³) dell'anno precedente. Il calo, il quarto consecutivo, è stato anche il più marcato, nettamente superiore a quelli dei tre anni precedenti (-8,5% nel 2013, -3,8% nel 2012 e -6,6% nel 2011). In un percorso di discesa che non accenna a fermarsi, dal 2010 le importazioni di gas in Italia si sono ridotte di un quarto, pari a circa 20 G(m³). Essendo le esportazioni lievemente aumentate da 228 a 237 M(m³), cioè del 3,9%, il tasso di riduzione delle importazioni nette è risultato leggermente più forte, pari a -10,1%, con i volumi che dai 62 G(m³) scarsi, sono arrivati a 55,5 G(m³).

Coerentemente con una domanda lorda e finale in continua diminuzione, inoltre, un altro miliardo scarso di metri cubi è andato a stoccaggio: le immissioni, infatti, hanno superato i prelievi, pertanto a fine anno i quantitativi di gas in deposito sono risultati superiori di 757 M(m³) rispetto a quelli presenti a fine 2013.

Poiché la produzione nazionale è scesa a 7.149 M(m³) e considerando la stima ministeriale dei consumi di rete e delle perdite di sistema, pari a 2.070 M(m³), i quantitativi di gas complessivamente immessi in rete nel 2014 sono valutabili in 59.842 M(m³), 12,3 punti percentuali al di sotto di quelli del 2013. Poiché il calo nelle importazioni è stato inferiore a quello dei consumi, nel 2014 il livello di dipendenza dall'estero (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) è risalito al 90,1% dall'88,4% registrato nel 2013.

La figura 4.5 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per Paese di provenienza¹⁸⁹ del gas stesso. L'ulteriore crollo delle importazioni del gas di origine algerina ha lasciato spazio ad altri Paesi che, nonostante la generale contrazione dei livelli di consumo – e dunque delle importazioni in Italia – mostrano un incremento nei volumi.

Le importazioni dall'Algeria, che già lo scorso anno avevano registrato una corposa riduzione, nel 2014 si sono sostanzialmente dimezzate (-5,7 miliardi, ovvero -45%), fermandosi a 6,8 G(m³). Il nuovo cedimento è certamente legato alle difficoltà produttive del Paese africano, ma anche al contenimento dei quantitativi che gli importatori hanno imposto in attesa che i prezzi dei contratti gas a lungo termine, stipulati con Sonatrach, iniziassero a scendere per riflettere la discesa delle quotazioni petrolifere cui sono indicizzati.

Penalizzato da prezzi elevati come quello algerino, anche il GNL proveniente dal Qatar è diminuito di un altro 16% (che segue il -14% registrato nel 2013), vale a dire di 875 M(m³). Una significativa

¹⁸⁹ 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.

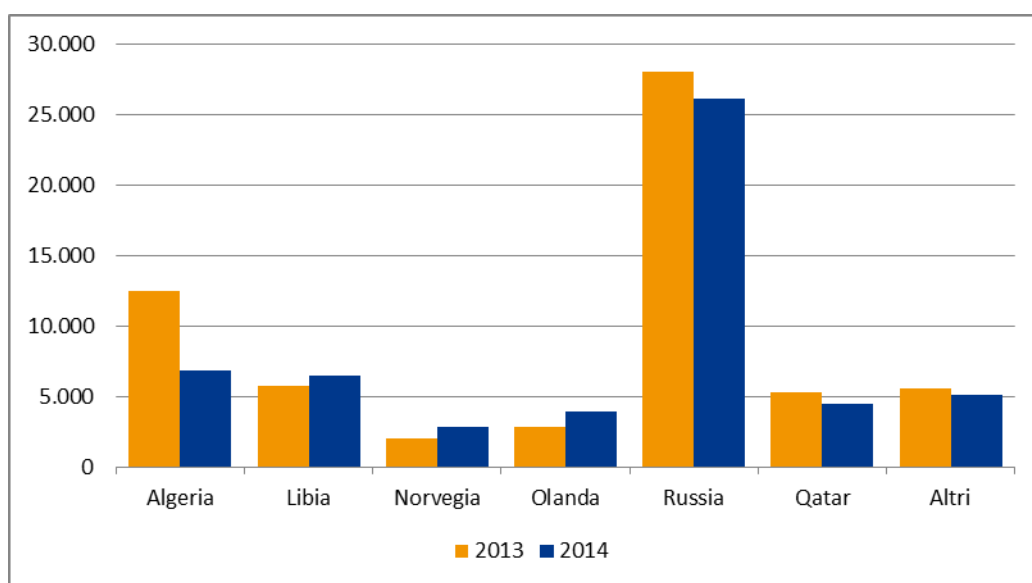
caduta ha interessato anche le importazioni dalla Russia, che nei dati provvisori del Ministero risultano essere diminuite di quasi 2 G(m³), grazie anche alle rinegoziazioni dei contratti *take or pay*. Nel 2014 le minori importazioni di gas da Algeria e Qatar, insieme a quelle provenienti da Russia e da altri Paesi (tra cui Trinidad e Tobago), hanno complessivamente condotto in Italia 8,9 G(m³) in meno rispetto al 2013. Questo spazio è stato compensato, ma solo per un terzo, dalle ridotte esigenze di gas in Italia, da un aumento dei quantitativi importati di altra origine.

Nonostante le agitazioni ancora in atto in quel Paese, le importazioni dalla Libia sono infatti salite del 14% (+807 milioni), ma soprattutto sono cresciuti gli approvvigionamenti dai mercati maggiormente concorrenziali del Nord Europa, favoriti dai prezzi contenuti che si sono manifestati specialmente nei mesi estivi. Le importazioni dall'Olanda sono aumentate di 1,12 G(m³), cioè del 40%, e quelle dalla Norvegia sono cresciute di 796 M(m³)%.

Per effetto di queste variazioni, nel 2014 il peso della Russia tra i Paesi che esportano in Italia è cresciuto ancora, arrivando a contare quasi per metà (47%) dell'intero approvvigionamento estero italiano. Con una quota del 12,3% del gas complessivamente importato, l'Algeria ha conservato comunque la seconda posizione, seguita e quasi raggiunta dalla Libia (11,7%).

Figura 4.5 Importazioni lorde di gas secondo la provenienza

M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Anche prendendo a riferimento i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, i quantitativi di gas importato in Italia nel 2014 sono scesi: dai 61,3 G(m³) raggiunti nel 2013¹⁹⁰ sono passati, infatti, a 53,6 G(m³). La diminuzione è stata, quindi, pari a -12,6%, più ampia rispetto a quella valutata nei dati del Ministero dello sviluppo economico¹⁹¹. Il 5,5% del gas complessivamente approvvigionato all'estero, cioè 3 G(m³) circa, è stato acquistato presso le Borse europee.

¹⁹⁰ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

¹⁹¹ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono in parte dal numero di imprese che risponde 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.

Come negli anni scorsi i gruppi¹⁹² che hanno 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 45,7 dei 53,6 G(m³), cioè l'85,3% del gas entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'85,9% di tutto il gas approvvigionato. Come in passato, tale quota è in aumento (era 82,5% nel 2013), per l'incremento della quota di Eni non compensato dalla riduzione delle quote di Edison ed Enel. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota (81,8%) di poco inferiore a quella del gas approvvigionato.

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, che anche nel 2014 – in controtendenza rispetto alla media nazionale – non ha diminuito i quantitativi acquistati all'estero: infatti, i volumi approvvigionati, pari a 31,05 G(m³), sono lievemente superiori (0,9%) a quelli del 2013, pari a 30,8 G(m³). Il piccolo incremento delle importazioni di Eni, confrontato con una base complessiva (il totale delle importazioni nazionali) che si è fortemente ridotta, ha fatto balzare la quota di mercato della società al 58% (55,7% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), nettamente superiore, quindi, al 50% registrato nel 2013. L'incidenza di Eni nell'approvvigionamento di gas ha raggiunto il minimo nel 2010 con il valore del 39,2%.

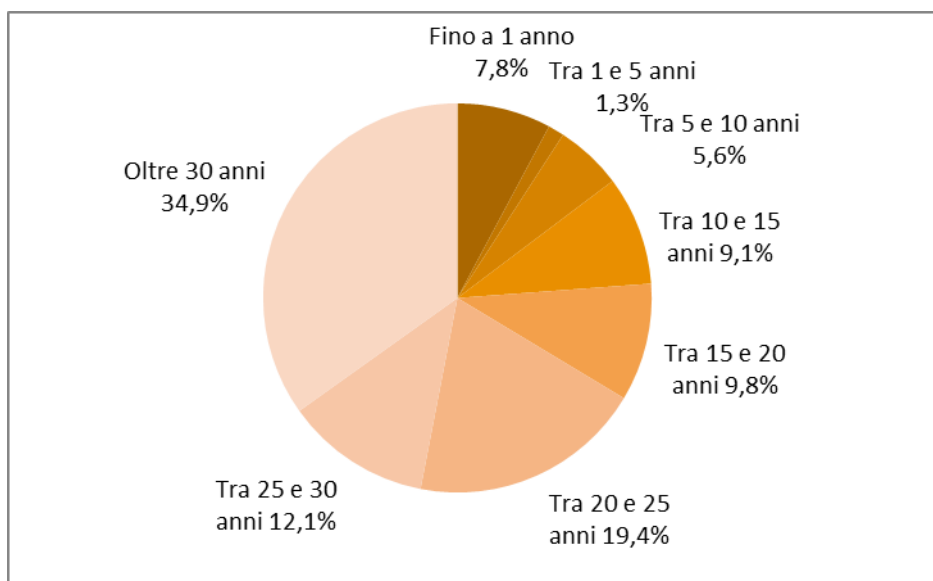
Con alcune (poche) eccezioni oltre a Eni, nel 2014 tutti gli importatori hanno ridotto i quantitativi di acquisto all'estero. Edison, secondo in classifica, ha approvvigionato quasi 3 G(m³) in meno rispetto al 2013. Pertanto, la sua quota nel mercato dell'importazione è scesa al 18,2% e la distanza da Eni si è ulteriormente ampliata, arrivando quasi a 40 punti percentuali. Nel 2014 le importazioni di Enel Trade si sono ridotte quasi di un terzo, essendo scese a 4,9 G(m³) dai 7 G(m³) acquistati nel 2013. Ciò nonostante, Enel Trade è rimasta al terzo posto, anche se con una quota del 9,2%, due punti in meno all'11,3% ottenuto l'anno precedente.

L'analisi delle *Annual Contract Quantity* pattuite nei contratti di importazione (annuali e pluriennali) attivi nel 2014 secondo la durata intera (Figura 4.6) evidenzia una struttura piuttosto lunga. La quota dei contratti di lungo periodo, cioè quelli la cui durata intera supera i 20 anni, è infatti pari al 66,4% e risulta stabile negli ultimi cinque anni. L'incidenza delle importazioni a breve, quelle cioè con durata inferiore a cinque anni, è leggermente diminuita (9,2% nel 2014 contro l'11,2% del 2010), mentre quella dei contratti di media durata (5-20 anni) è rimasta più o meno costante intorno al 25%. Va detto però che il mercato si va restringendo. Con il passare del tempo, le *Annual Contract Quantity* sottostanti alle quote espresse nella figura sono complessivamente sempre più basse: dai circa 125 G(m³) pattuiti cinque anni fa, nel 2014 i volumi contrattati sono complessivamente scesi a circa 86 G(m³). Resta, infine, da sottolineare che l'incidenza delle importazioni *spot*¹⁹³, quelle cioè con durata inferiore all'anno, è leggermente diminuita anche nel 2014, passando dall'8,8% al 7,8%.

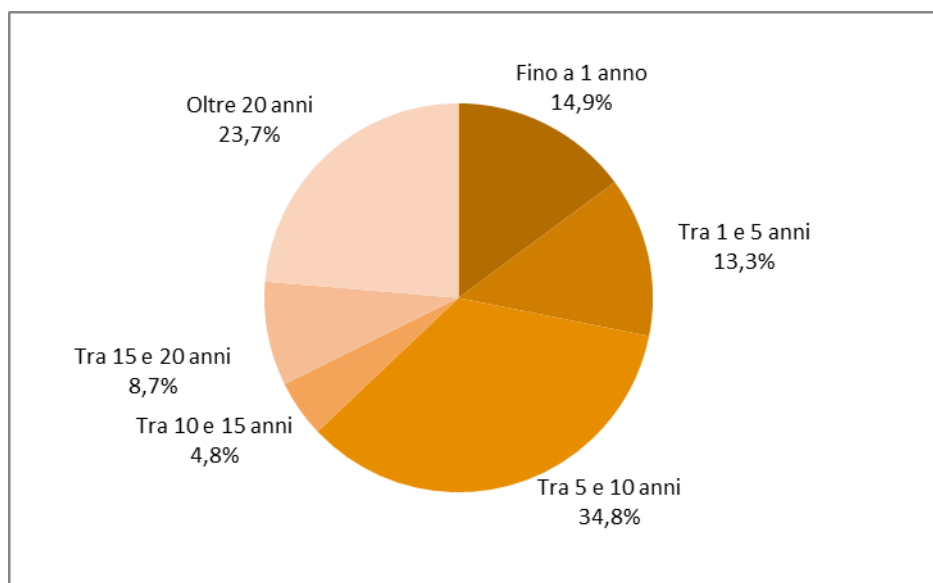
Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2014 (Figura 4.7) si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va, seppure molto lentamente, accorciando: il 63% dei contratti (60% nel 2013) scadrà entro i prossimi dieci anni e il 28% di essi (27% nel 2013) esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Il 32% dei contratti oggi in vigore con una vita residua superiore a 15 anni è comunque pari al 32%.

¹⁹² 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.

¹⁹³ 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 2014, secondo la durata intera

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Figura 4.7 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2014, secondo la durata residua

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2014 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 15,6%, avendo raggiunto 209 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 145,6 G(m³) in notevole aumento rispetto al 2013, 53,3 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio registrando un marcato calo rispetto al 2013, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 10,1 G(m³). Gli operatori che risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% sono 5.

Più precisamente i gruppi industriali e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (29,1%), GdF Suez (13,5%), Edison (9,2%), Enel (5,9%) e Royal Dutch Shell (5,8%). I primi tre gruppi coprono insieme il 51,8% della domanda totale, una quota molto superiore rispetto a quella dello scorso anno.

Nel paragrafo che segue sono descritte in dettaglio le vendite e i prezzi del mercato all'ingrosso.

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 con una quota di produzione e capacità di importazione >5%	N. di società con una quota di gas disponibile >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	209,0	330	7,1	121,7	0	95,5	26,1	3	3	51,8%

(B) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite.

(C) 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; il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

(D) 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.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

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 541 società accreditate all'Anagrafica operatori, che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2014. Di queste, hanno risposto 446 imprese, di cui 36 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Delle 410 attive, 71 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 231 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 108, che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Il mercato all'ingrosso, che complessivamente ha movimentato 145,6 G(m³), è stato alimentato per il 47,6% da grossisti puri e per il restante 52,4% da operatori misti. I 53,3 G(m³) venduti al mercato finale sono stati approvvigionati per il 21,1% dai venditori puri e per il 78,9% da operatori misti. Come accade da molti anni, nel 2014 il numero delle imprese che hanno operato nel mercato all'ingrosso è cresciuto, come pure il gas che hanno complessivamente intermediato: infatti, 179 venditori, otto in più rispetto all'anno precedente, hanno venduto complessivamente 36 G(m³) in più del 2013. In percentuale, l'aumento del numero degli operatori è stato inferiore a quello dei volumi di gas trattati, per questo il volume medio unitario è cresciuto del 30%, passando da 636 a 813 M(m³) nel complesso del mercato, un evento che non accadeva da diversi anni.

Nel 2014 il livello di concentrazione di tale mercato è nuovamente risalito, dopo le diminuzioni osservate sino al 2012, sebbene vi siano stati cambi di imprese nelle prime posizioni. La quota delle prime tre società Eni, Eni Trading & Shipping, Gdf Suez Trading Italia è infatti salita al 36,3% dal 29,3% calcolato nel 2013. Parimenti, è cresciuta anche la quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più Edison e Shell Energy Europe Limited) che dal 42% è salita al 48,4%. Ovviamente anche l'indice di Herfindahl Hirshmann, calcolato sul solo mercato all'ingrosso, è cresciuto rispetto al 2013, da 507 a 653, restando comunque al di sotto del valore 1.000 ritenuto sintomo di bassa concentrazione.

Nel 2014 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 27,95 c€/m³, molto più basso rispetto ai 24,58 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts) e in diminuzione (-14,4%) rispetto al valore osservato nel 2013, pari a 32,67 c€/m³.

Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato di 28,95 c€/m³, ovvero 2,1 c€ superiore a quello praticato dai grossisti puri.

Tavola 4.4 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2014

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Grossisti puri	71	69.231	26,85
Operatori misti	108	76.359	28,95
Totale	179	145.590	27,95

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La principale piattaforma di scambio nel mercato all'ingrosso in Italia resta ancora il Punto di scambio virtuale (PSV), gestita dal principale operatore della rete di trasporto – Snam Rete Gas – e che permette lo scambio di capacità e quantitativi di gas, in base a contratti *over the counter*.

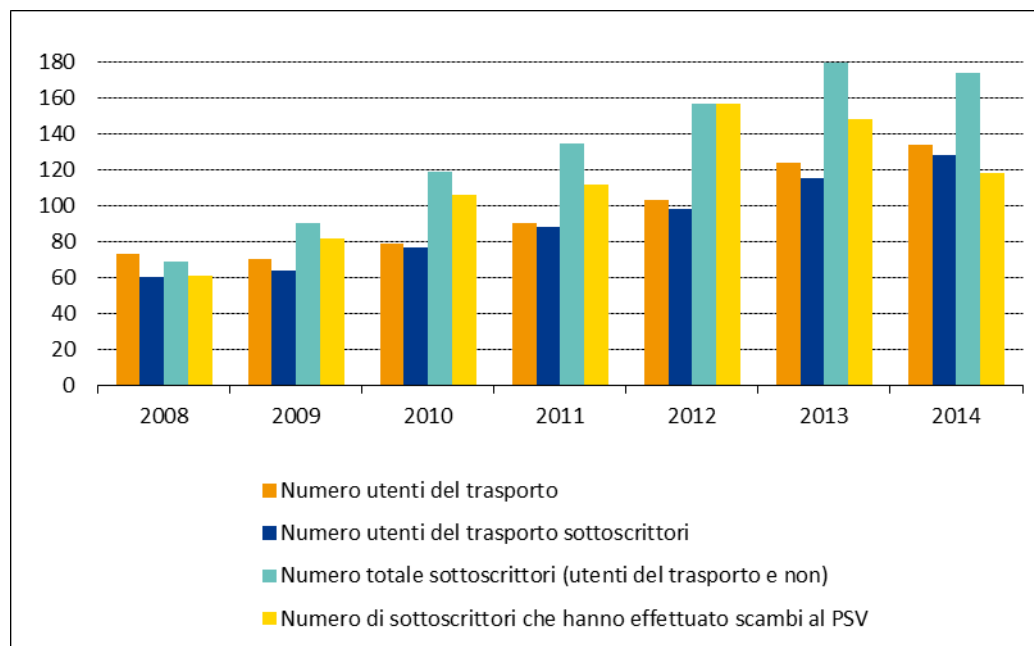
Solo dal 2010, come meglio esposto nei paragrafi successivi, è stata creata una Borsa regolamentata e trasparente per lo scambio del gas. A causa delle evoluzioni ancora in corso e, soprattutto, del notevole sviluppo registrato dalla piattaforma per il bilanciamento gas, la Borsa del gas ha registrato anche nel 2014 un livello di liquidità estremamente basso.

Punto di scambio virtuale

Nel 2014, 118 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; circa un terzo di questi (48) erano trader puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto.

Per la seconda volta da diversi anni, il numero di sottoscrittori che hanno effettuato scambi al PSV è nettamente diminuito (Figura 4.8). Già nel 2013 si era avuta una prima, leggera, contrazione nel numero dei sottoscrittori che, dalle 157 unità del 2012, erano scesi a 148 (-5,7%). Quest'anno, tuttavia, la riduzione è stata più significativa, pari a -20,3%, visto che il numero dei sottoscrittori è sceso a 118, più o meno lo stesso numero del 2011. Anche il numero dei trader puri (cioè non utenti del sistema di trasporto) ha evidenziato una contrazione, essendo passato da 46 a 33 unità.

Figura 4.8 Utenti del PSV dal 2008



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

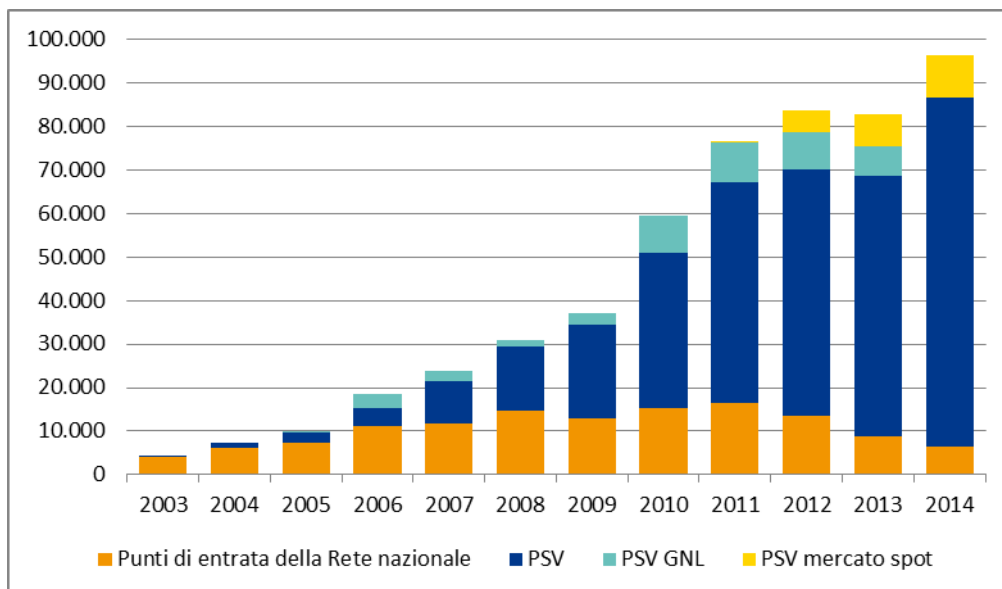
La figura 4.9 mostra lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV. Nel grafico vengono raggruppate le importazioni presso gli *entry point*, le riconsegne di gas liquefatto al PSV e gli scambi registrati al PSV derivanti da contrattazioni sul mercato *spot* e OTC. 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 e Panigaglia, queste ultime sino a novembre 2005, perché poi inserite nella voce PSV GNL. Fino al novembre 2013 quest'ultima categoria comprendeva infatti le riconsegne di gas che avvenivano presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia, quelle che avvenivano presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico (da ottobre 2009) e, da ultimo, solo per il mese di ottobre 2013, si sono aggiunte le riconsegne di gas presso il terminale di Livorno, gestito dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana. In base a quanto disposto dall'Autorità¹⁹⁴, però, da novembre 2013 le riconsegne di gas presso i terminali di rigassificazione avvengono sulla rete di trasporto in corrispondenza del punto di interconnessione con il terminale di

¹⁹⁴ La delibera 19 luglio 2012, 297/2012/R/gas ha eliminato l'obbligo di riconsegna del gas dei terminali di rigassificazione presso il PSV, rimandando la disciplina delle modalità applicative della nuova regola ai codici di rigassificazione. Le nuove modalità sono quindi entrate in vigore con la delibera 5 dicembre 2013, 556/2013/R/gas, con la quale l'Autorità ha approvato i codici di rigassificazione presentati da Adriatic LNG e GNL Italia modificati a seguito della delibera 297/2012/R/gas.

rigassificazione e non più al PSV. Pertanto per l'anno 2014 la voce PSV GNL non presenta più volumi e transazioni.

Figura 4.9 Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

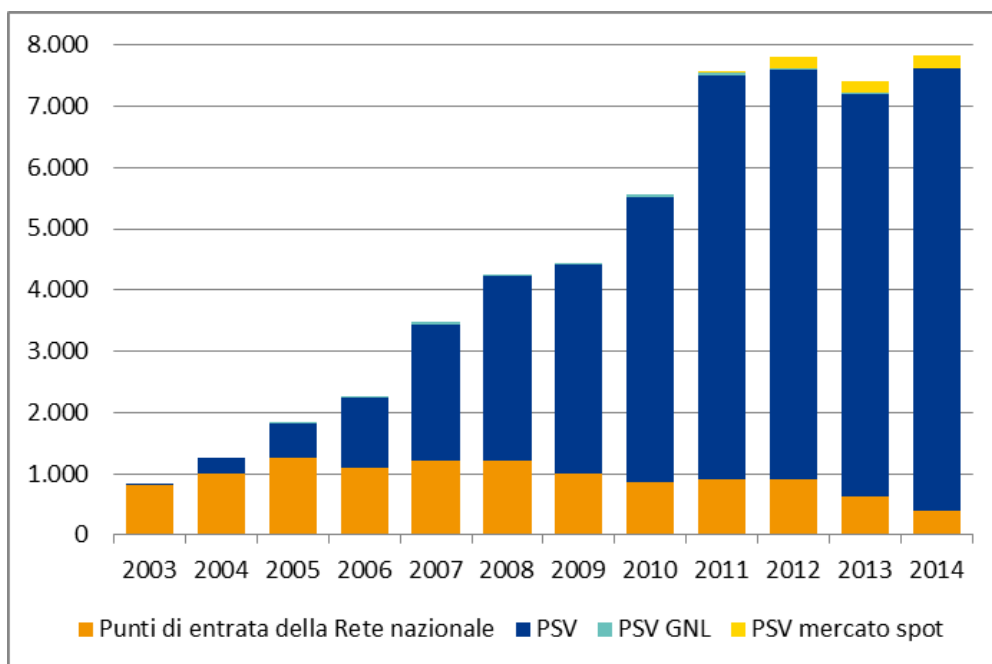
M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



(A) Nella RTN sono comprese tutte le transazioni, commerciali e doganali.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

Figura 4.10 Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale



(A) Nella RTN sono comprese tutte le transazioni, commerciali e doganali.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

Come si vede, il PSV è andato crescendo in misura notevole nel corso del tempo, in termini sia di numero delle transazioni, sia di volumi scambiati. Al contrario, da tre anni si riduce costantemente

la quota degli scambi ai punti di ingresso della RTN, erosa in parte dal diminuire delle importazioni, e in parte dalle altre modalità di acquisto disponibili: PSV, GNL e mercato *spot*.

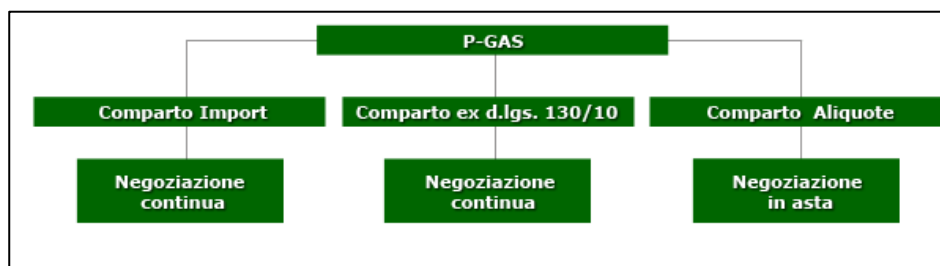
Infatti, con l'indicazione "PSV mercato *spot*" sono evidenziati i volumi scambiati sulle piattaforme gestite dal GME per i mercati *spot*, tra cui la PB-GAS, che è la piattaforma per il bilanciamento a mercato del gas attraverso la quale il responsabile del servizio di bilanciamento (cioè Snam Rete Gas) e gli utenti possono approvvigionarsi delle risorse necessarie a effettuare il bilanciamento del sistema. La piattaforma è attiva da dicembre 2011, ma solo dall'1 aprile 2012 gli *shipper* hanno potuto formulare offerte di acquisto. La piattaforma, che è articolata in due comparti e in sessioni che si svolgono con cadenza giornaliera, è descritta in dettaglio nel paragrafo successivo.

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, ai sensi della stessa legge ed entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, ha assunto la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

La creazione del primo nucleo della Borsa è però avvenuta effettivamente con l'emanazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010, che ha istituito la Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata **P-GAS**. Il decreto, in particolare, ha stabilito che a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato vengano offerte dagli importatori esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione (nel c.d. "comparto import"), ma che possono essere ammesse alla Piattaforma anche ulteriori offerte di volumi di gas effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi imposti dal decreto legge n. 7/07. Sono ammessi a operare sulla P-GAS i soggetti abilitati a operare sul PSV. I prodotti negoziati sono contratti con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico. Il GME svolge semplicemente il ruolo di gestore della piattaforma e non di controparte centrale: la gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene quindi svolta direttamente dagli operatori che vendono il gas. La modalità di negoziazione delle quote di import cedute obbligatoriamente sulla P-GAS è continua.

Figura 4.11 Articolazione della P-GAS



Fonte: GME.

Dal 10 agosto 2010, alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato, che vengono negoziate nel comparto aliquote della P-GAS. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, ma la modalità di negoziazione è ad asta.

L'avvio del vero e proprio mercato *spot* del gas naturale con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale è avvenuto, infine, 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.

Nel maggio 2012 è stato avviato un ulteriore comparto della P-GAS denominato "comparto ex decreto legislativo n. 130/10", in riferimento al decreto legislativo nato per implementare misure finalizzate a rendere il mercato del gas naturale maggiormente competitivo, anche grazie al potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio. Il decreto legislativo n. 130/10 nasce in luogo dei c.d. "tetti antitrust" ormai scaduti e mira a introdurre nuovi incentivi per sviluppare la concorrenza del mercato all'ingrosso tramite lo sviluppo delle capacità di stoccaggio.

In particolare, il decreto prevede la possibilità per i soggetti investitori¹⁹⁵ di poter richiedere al Gestore dei servizi energetici (GSE), fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a cinque anni, di consegnare gas nel periodo estivo e di averlo riconsegnato nel periodo invernale per un quantitativo massimo, corrispondente alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata tramite le procedure descritte all'art. 7 del decreto medesimo. Al fine di incrementare la liquidità del mercato all'ingrosso del gas naturale, il decreto prevede l'obbligo, da parte dei soggetti che si avvalgono delle misure incentivanti appena descritte, di offrire in vendita, nei sistemi di negoziazione organizzati dal GME, i quantitativi di gas naturale per i quali chiedono la riconsegna nel periodo invernale.

Nel marzo 2012, l'Autorità ha approvato¹⁹⁶ le proposte trasmesse dal GME e dal GSE sulle modalità con cui i soggetti investitori aderenti possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati, per le quote di cui sopra, prevedendo infine che siano alternativamente o cumulativamente offerte sulle seguenti piattaforme:

- piattaforma per l'offerta di gas naturale (P-GAS), attraverso la predisposizione di un apposito comparto denominato "ex decreto legislativo n. 130/10";
- mercato a pronti del gas (MGP-GAS, vedi oltre).

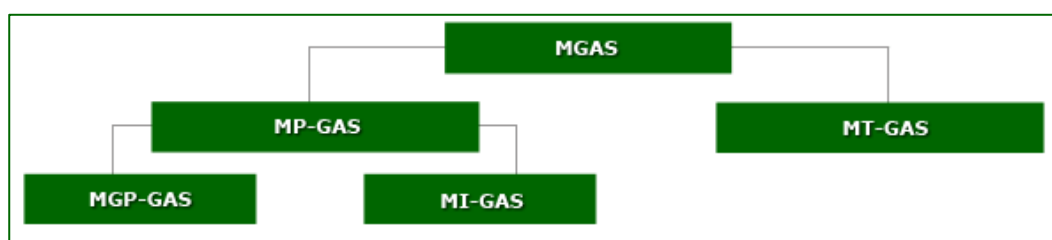
¹⁹⁵ In particolare, i soggetti di cui all'art. 5, comma 1, lettera b), numeri 1 e 3, del decreto legislativo n. 130/10.

¹⁹⁶ Con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas.

Con decreto 9 agosto 2013, il Ministero dello sviluppo economico ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato a termine gestito dal GME (MT-GAS), in attuazione di quanto previsto dall'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Tale mercato, che è stato affiancato agli esistenti mercati a pronti, si svolge secondo le modalità della negoziazione continua con tanti *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 di gas. Per quanto attiene all'operatività dell'MT-GAS, dalla data di avvio del 2 settembre 2013 a oggi non sono state registrate transazioni con riferimento alle diverse tipologie di prodotti negoziabili: annuale termico e annuale di calendario, semestrale, trimestrale, mensile, *Balance of Month* (prodotto che include i giorni del mese in corso non ancora consegnati).

Pertanto a partire da settembre 2013 il mercato *spot* del gas naturale M-GAS si articola in MGP-GAS, MI-GAS e MT-GAS, come mostrato nella figura 4.12.

Figura 4.12 Articolazione della M-GAS



Fonte: GME.

Il GME organizza e gestisce anche la piattaforma per il bilanciamento del gas naturale (**PB-GAS**). Entrata in esercizio alla fine del 2011¹⁹⁷, ha avviato il passaggio da un sistema di bilanciamento “a stoccaggio”, basato su un regime tariffario stabilito e aggiornato dall’Autorità, al sistema di bilanciamento “a mercato”, in cui il prezzo della risorsa è stabilito dall’intersezione tra domanda e offerta relative al gas stoccato. Il meccanismo implementato prevede l’obbligo di partecipazione di tutti i titolari di capacità di stoccaggio. Sulla PB-GAS, quindi, gli utenti del servizio di trasporto possono approvvigionarsi delle risorse per il perfezionamento della propria equazione di bilancio, consentendo, di conseguenza, la valorizzazione del relativo sbilancio fisico. La partecipazione obbligatoria dei titolari di capacità di stoccaggio, unita alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento (RdB), ha permesso una movimentazione di gas decisamente più elevata rispetto agli altri mercati gestiti dal GME.

La PB-GAS è articolata nei comparti:

- G+1, nell’ambito del quale gli utenti abilitati (gli utenti dei servizi di stoccaggio, a eccezione delle imprese di trasporto e degli utenti del solo servizio di stoccaggio strategico) che abbiano assunto la qualifica di operatore della PB-GAS, offrono giornalmente, in acquisto e in vendita, le risorse di stoccaggio nella propria disponibilità. Allo stesso modo Snam Rete Gas, in qualità di soggetto responsabile del bilanciamento, offre sul Comparto G+1, 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 gas.

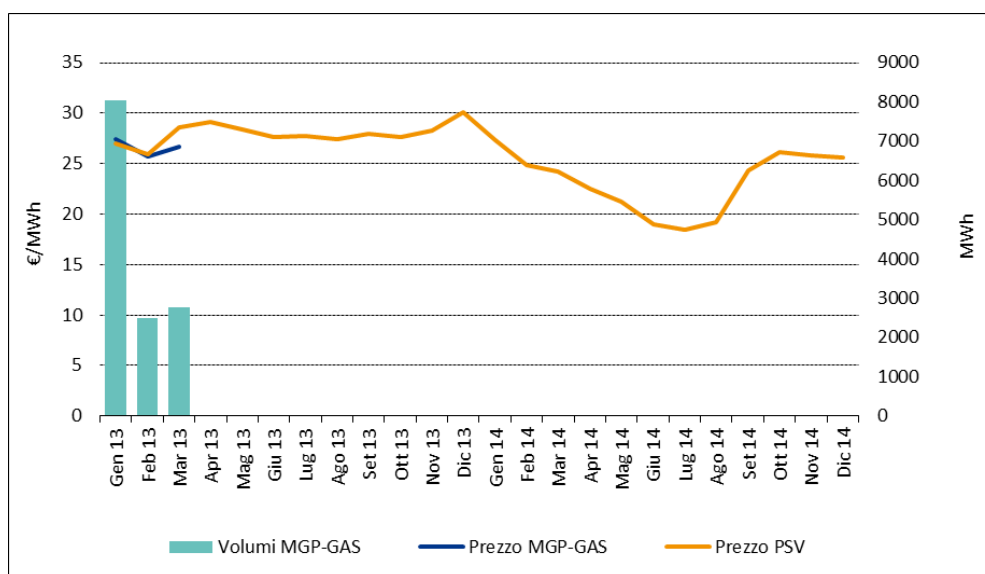
¹⁹⁷ Con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11.

- G-1, nell'ambito del quale Snam Rete Gas può approvvigionarsi, in qualità di responsabile del bilanciamento, delle risorse di gas necessarie per la copertura dello sbilanciamento previsionale del sistema, presentando in ciascuna sessione un'unica offerta in acquisto ovvero un'unica offerta in vendita.

Introdotta alla fine del 2014, il comparto G-1 è 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.

Figura 4.13 Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sul MGP-GAS e volumi scambiati sul MGP-GAS

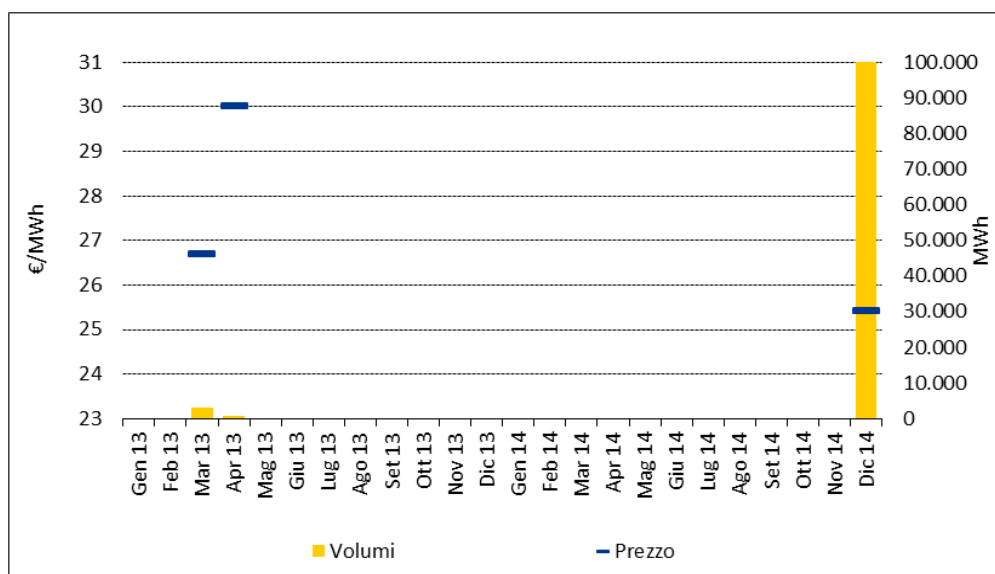
€/MWh, MWh



Fonte: Platts per il PSV, GME per il MGP-GAS.

Figura 4.14 Prezzi e volumi per il contratto giornaliero sul MI-GAS

€/MWh; MWh



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati GME.

Nel corso dell'anno 2014, sul MGP-GAS la fase di negoziazione in modalità continua non ha registrato alcun abbinamento (Figura 4.13).

Sul Mercato infragiornaliero (MI-GAS), il 2014 è stato invece caratterizzato da un numero ridotto di scambi con quattro sessioni utili, tutte concentrate nel mese di dicembre (Figura 4.14). Il prezzo medio registrato è stato pari a 25,41 €/MWh, in calo dell'8% rispetto all'anno precedente a fronte di volumi transitati pari a 102.130 MWh, contro i 3.820 MWh del 2013.

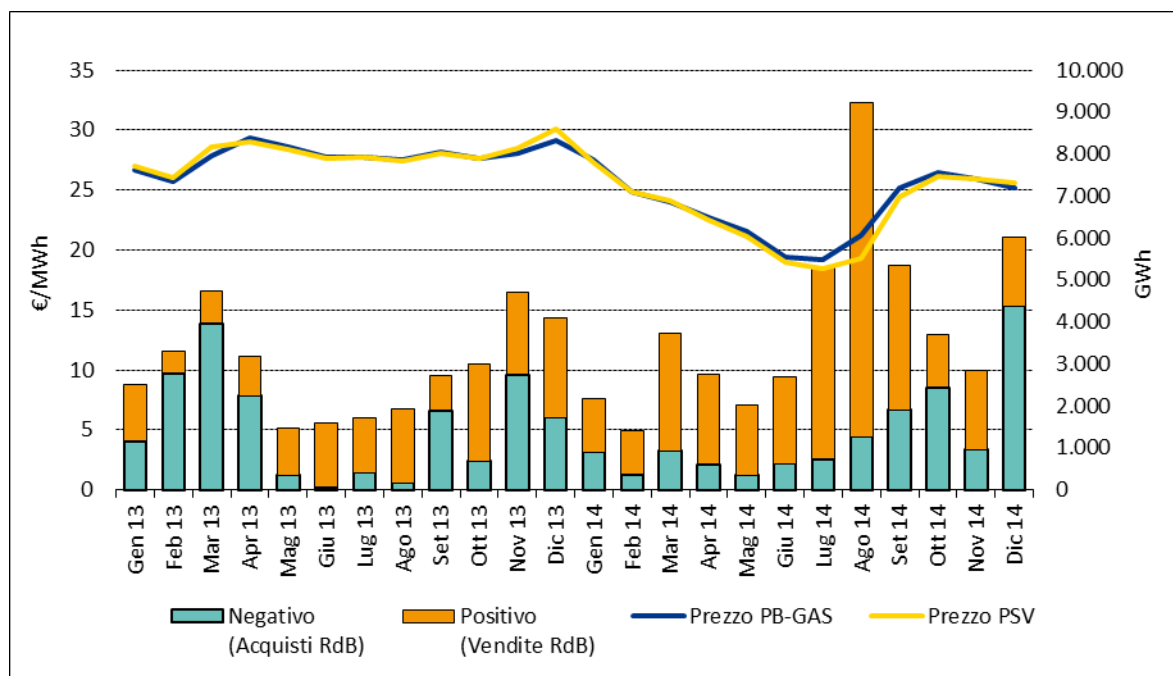
Nella figura 4.15 sono rappresentati i prezzi e i volumi sulla Piattaforma per il bilanciamento gas, gestita dal GME.

Anche nel 2014 la PB-GAS ha evidenziato il suo ruolo preponderante e centrale nei mercati del gas, confermando le indicazioni positive emerse già nel 2012-2013 in termini sia di operatori iscritti e attivi (86 e 77), sia di volumi complessivi scambiati pari a 39 TWh (in diminuzione del 5% sul 2013), ovvero pari al 6% circa di quanto consegnato da Snam. I volumi negoziati su tale piattaforma rappresentano il 92,6% di quanto negoziato complessivamente sui mercati gas gestiti dal GME.

Nonostante l'obbligo di partecipazione degli operatori, si segnala un certo dinamismo da parte di quest'ultimi, come dimostra la crescita dei volumi abbinati al di fuori delle necessità di bilanciamento (10 TWh, +67% sul 2013, pari a circa il 27% del totale scambiato). I restanti volumi, pari a 28 TWh, sono quelli offerti da Snam, in vendita o in acquisto, per correggere il difetto o l'eccesso registrato nel giorno gas precedente. In particolare, nel 2014 essi sono stati pari a 12.882 GWh in sbilanciamento negativo (acquisti da parte del RdB) e 15.319 GWh in sbilanciamento positivo (vendite da parte del RdB).

Figura 4.15 Prezzi e volumi sulla PB-GAS

€/MWh; MWh



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati GME.

Il prezzo medio registrato sulla PB-GAS nel 2014 risulta in calo rispetto al 2013, attestandosi a 23,61 €/MWh (-15%), sostanzialmente allineato al prezzo medio del PSV pari a 23,28 €/MWh, -17% rispetto al 2013. Come si può osservare dal grafico della figura 3.14, nei vari mesi le

quotazioni risultano, infatti, sostanzialmente allineate con quelle al PSV dove, lo ricordiamo, le contrattazioni sono bilaterali e private, nel senso che Snam Rete Gas, che gestisce il PSV, non agisce come controparte centrale.

Nel corso del 2014, il comparto di bilanciamento *ex ante* G-1 è stato attivato in 45 sessioni su 365 potenziali (circa il 12%), per complessivi 3 TWh (pari a circa l'8% dei volumi scambiati su G+1). In base al Codice di rete, Snam Rete Gas opera solo in vendita nel periodo di iniezione (da aprile a ottobre) e solo in acquisto nel periodo di erogazione (da novembre a marzo), attivando il comparto con una propria offerta quando lo sbilanciamento previsionale di sistema risulti, rispettivamente, negativo (sistema lungo, Snam Rete Gas in vendita) o positivo (sistema corto, Snam Rete Gas in acquisto). Nello specifico, Snam Rete Gas nel periodo di iniezione ha operato per 43 sessioni, concentrate soprattutto nei mesi di luglio (dieci sessioni) e agosto (16 sessioni), per volumi complessivamente pari a 2,6 TWh, mentre nel periodo di erogazione ha operato per sole due sessioni nel mese di dicembre, per un volume cumulato pari a 0,4 TWh.

Per quanto attiene all'operatività dell'MT-GAS, dalla data di avvio del 2 settembre 2013 a oggi non sono state registrate transazioni con riferimento alle diverse tipologie di prodotti negoziabili: annuale termico e annuale di calendario, semestrale, trimestrale, mensile, Balance of Month (prodotto che include i giorni del mese in corso non ancora consegnati).

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

All'inizio di quest'anno, l'Autorità ha riformato¹⁹⁸ i criteri di applicazione delle componenti tariffarie a copertura degli oneri di carattere generale del sistema gas. Dall'1 ottobre 2015, la maggior parte delle componenti aggiuntive alla tariffa di trasporto, oggi applicate ai quantitativi di gas immessi in rete a monte del PSV, sarà applicata ai quantitativi di gas riconsegnati a valle della rete di trasporto regionale, ossia ai volumi prelevati. Questa riforma consentirà di liberare la valorizzazione del gas all'ingrosso al PSV da elementi estranei al mercato, che oggi rappresentano un ostacolo al suo sviluppo, soprattutto del Mercato a termine. Gli scambi a termine, che avvengono infatti al PSV, potranno beneficiare di una maggiore certezza circa le voci di costo da considerare per negoziare il gas.

In base a questi nuovi criteri è stato, in particolare, definito il valore della componente a copertura degli oneri derivanti dall'applicazione del fattore correttivo dei ricavi di riferimento per il servizio di stoccaggio. Tale fattore è volto ad assicurare una parziale copertura dei costi riconosciuti per tale servizio, anche in caso di una sua valorizzazione al di sotto del ricavo tariffario ammissibile.

Nel 2014 sono proseguite le attività previste dal decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, che ha introdotto, in luogo dei c.d. "tetti antitrust"¹⁹⁹, nuove misure volte a incrementare la concorrenzialità nel mercato del gas naturale mediante il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio a favore di soggetti industriali e termoelettrici.

¹⁹⁸ Con la delibera 19 febbraio 2015, 60/2015/R/gas che è seguita al documento per la consultazione 7 novembre 2014, 553/2014/R/gas.

¹⁹⁹ Vale a dire i limiti alle immissioni in rete e delle vendite ai clienti finali, di cui al decreto legislativo n. 164/00.

Più precisamente, il decreto n. 130/10 ha introdotto alcune misure per incentivare lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio da destinare al settore industriale e termoelettrico. Nel 2010 Eni si è, quindi, impegnata a sviluppare, attraverso specifici accordi con Stogit (Gruppo Snam Rete Gas), quattro miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio di gas naturale. Tale capacità è destinata, per tre miliardi di metri cubi, ai soggetti investitori (consumatori industriali di gas naturale, piccole e medie imprese in forma singola o associata) e, per un miliardo di metri cubi, ai produttori di energia elettrica con impianti alimentati a gas naturale.

Oggi, con le mutate condizioni del quadro economico che si riflettono necessariamente anche sull'andamento del mercato del gas, lo sviluppo in Italia di nuova capacità di spazio di stoccaggio di gas appare meno urgente, essenzialmente per due fattori: la richiesta del mercato è inferiore a quella già attualmente disponibile e lo *spread* tra i prezzi nazionali del gas e quelli dei più liquidi mercati nord-europei è notevolmente diminuito. È, invece, ancora di rilievo la questione dello sviluppo della capacità di punta di erogazione. In queste condizioni, viene anche meno la convenienza a disporre di capacità di stoccaggio (strumentale allo stoccaggio del gas nel periodo estivo per il successivo utilizzo nella stagione invernale) che, nell'attuale situazione di mercato, rappresenta invece un costo per il settore industriale, poiché il valore dei corrispettivi tariffari da pagare all'operatore è superiore al beneficio derivante dalla disponibilità di tale capacità.

Nell'ottica di non penalizzare i soggetti investitori, è stato stabilito²⁰⁰ che, attraverso un'apposita dichiarazione al Ministero dello sviluppo economico e a Stogit, essi confermino il loro interesse allo sviluppo delle capacità di stoccaggio ancora da realizzare. Inoltre, sempre ai sensi dello stesso provvedimento, è stata indetta una procedura di asta competitiva per l'assegnazione della capacità di stoccaggio – ancora da realizzare – riservata ai soggetti produttori di energia elettrica. Stogit è tenuta unicamente alla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio in misura pari ai quantitativi confermati dagli investitori industriali e ai quantitativi assegnati, con il sistema delle aste, ai soggetti produttori di energia elettrica.

Con la medesima finalità di riequilibrare il costo della capacità finanziata dai soggetti industriali rispetto alla generalità delle capacità offerte da Stogit, l'Autorità ha determinato²⁰¹ i criteri per il ricalcolo del corrispettivo di accesso unitario per l'anno termico dello stoccaggio 2013-2014.

Successivamente, l'Autorità ha fissato²⁰² il prezzo di riserva per la procedura di asta competitiva per l'assegnazione della capacità destinata ai soggetti produttori ai sensi del citato decreto legislativo n. 130/10.

Con riferimento al settore termoelettrico, gli esiti della procedura di asta competitiva svolta da Stogit non hanno dato luogo ad alcuna richiesta di capacità di stoccaggio da parte di tali soggetti; mentre un solo investitore industriale ha manifestato la volontà di mantenere la partecipazione nello sviluppo di capacità fisica di stoccaggio per l'ulteriore quantitativo di 3,7 milioni di standard metri cubi. Ne consegue una riduzione del volume di capacità da realizzare: dai previsti 4 miliardi di metri cubi agli attuali 2,6 miliardi di metri cubi. Infine, nel marzo 2015 si è svolta la c.d. "procedura a mercato", prevista dal decreto legislativo n. 130/10, relativa alla capacità di stoccaggio per il 2015-2016. Sono stati ceduti 95.692 GJ, contro i 12.840.990 GJ offerti a un prezzo medio di 0,1920 €/GJ.

²⁰⁰ Dall'art. 1, comma 16-bis, del decreto legge n. 145/13, convertito, con modificazioni dalla legge n. 97/14 (c.d. "Destinazione Italia").

²⁰¹ Con la delibera 27 marzo 2014, 144/2014/R/gas.

²⁰² Con la delibera 8 maggio 2014, 208/2014/R/gas.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

In tema di monitoraggio del mercato all'ingrosso, nel luglio del 2014 l'Autorità ha posto in consultazione²⁰³ le *Integrazioni alla disciplina del bilanciamento di merito economico*, prospettando che, in linea con l'esperienza maturata nel settore elettrico, il GME raccolga le informazioni, provveda al calcolo di opportuni indici di mercato e segnali eventuali anomalie all'Autorità per gli approfondimenti di competenza.

Nel mese di ottobre, a seguito della consultazione, ha stabilito²⁰⁴ che il GME trasmetta all'Autorità una proposta per delineare le attività di monitoraggio dei mercati del gas naturale e individuare così i possibili criteri e le modalità di svolgimento, da parte dello stesso GME, di tali attività, funzionali a fornire all'Autorità gli elementi di valutazione circa il buon andamento dei medesimi mercati. Tale proposta deve essere coordinata con gli adempimenti fissati per la raccolta dei dati, in applicazione del regolamento (UE) 1227/2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT).

4.2.2 Mercati al dettaglio

I risultati provvisori dell'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas evidenziano che nel 2014 sono stati venduti al mercato finale 53,3 G(m³), dieci in meno rispetto al 2013. La contrazione è stata, quindi, molto forte (-15,9%), superiore a quelle realizzate negli anni più recenti.

Il numero di venditori attivi in questo segmento della filiera è invece aumentato, anche se soltanto di quattro unità: dai 335 operatori presenti nel 2013, è salito infatti a 339²⁰⁵. Così come nel mercato dell'energia elettrica, anche in quello del gas il numero dei venditori è in costante ascesa, nonostante sia ormai dal 2006 che il mercato non si espande.

Tavola 4.5 Vendite e prezzi al mercato finale nel 2014

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Venditori puri	231	11.260	51,73
Operatori misti	108	42.062	39,74
Totale	339	53.322	42,27

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Dei poco più di 53 G(m³) di gas venduti nel mercato finale, circa 11 sono stati ceduti da venditori puri mentre i restanti 42 sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato

²⁰³ Documento per la consultazione 24 luglio 2014, 373/2014/R/gas.

²⁰⁴ Con la delibera 09 ottobre 2014, 485/2014/R/gas.

²⁰⁵ 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 446 imprese sulle 541 che, nell'Anagrafica operatori dell'Autorità, hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2014 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 36 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 410 ve ne sono 71 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 339.

all'ingrosso. Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali è risultato pari a 42,27 c€/m³, diminuito di 1,84 c€ (-4,2%) rispetto al 2013. Al solito, il prezzo medio praticato dai venditori puri è risultato di 51,73 c€/m³, un valore nettamente più elevato di quello offerto dagli operatori misti, pari a 39,74 c€/m³ (Tavola 4.5). La ragione di tale differenziale 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, industriali o termoelettrici che, grazie agli alti livelli di consumo, è sicuramente in grado di spuntare prezzi più favorevoli e che, inoltre, è spesso allacciata direttamente alla rete di trasporto e, dunque, non paga il costo della distribuzione.

Come si è già osservato, nel 2014 il numero di operatori sul mercato della vendita finale è cresciuto, al contrario delle quantità complessivamente vendute, che sono scese da 63,4 a 53,3 G(m³). Il volume medio unitario di vendita è quindi sceso del 16,9%, passando da 189 a 157 M(m³).

Le variazioni del numero di venditori sono anche dovute alle politiche di fusioni e acquisizioni che ogni anno si registrano tra le imprese. Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2014 sono da annoverare:

- l'acquisizione, da parte di Erg Power Generation, dell'attività di vendita a clienti finali da Erg, nel mese luglio;
- l'incorporazione di Acea Energia Holding in Acea Energia dall'inizio del 2014 e l'incorporazione della società All nell'impresa Green Fuel Company, avvenuta all'inizio di dicembre;
- l'ingresso nel gruppo Eni di Acam Clienti a inizio d'anno;
- la cessione parziale dell'attività, avvenuta nel mese di novembre, da Gascom a SGP Trading, attraverso un'operazione di affitto d'azienda, con esclusione di debiti e crediti pregressi;
- l'avvio dell'attività di vendita a clienti finali da parte di 11 società (Energy Only, Xtrade Gas & Power ed Energy Time Retail nel primo trimestre del 2014; Energy T.I. Industrial nel terzo trimestre; Metamer, Europe Energy, Sgp Trading, Eurofox Italia e Steca Energia nel quarto trimestre; Antonio Rettagliata e Tradenergia nel primo trimestre del 2015).

Il 7,4% (vale a dire 25 soggetti) dei 339 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio nazionale cioè in tutte e 19 le regioni italiane metanizzate²⁰⁶; il 28% delle imprese (95) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 18; le restanti 205 imprese (il 60,5%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5.

La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas mostra una scarsa presenza straniera: solo 12 società (sulle 318 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società lussemburghesi o svizzere, ma vi è una discreta presenza anche di società austriache e tedesche.

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 4.6).

²⁰⁶ In Sardegna il servizio gas non è presente.

Tavola 4.6 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2014Volumi in M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA	POSIZIONE NEL 2013
Eni	13.270	24,9%	1°
Edison	6.095	11,4%	2°
Enel	5.270	9,9%	3°
Gdf Suez	2.290	4,3%	4°
E.On	2.049	3,8%	6°
Iren	1.992	3,7%	5°
Hera	1.879	3,5%	7°
Royal Dutch Shell	1.588	3,0%	8°
A2A	1.221	2,3%	9°
Sorgenia	919	1,7%	10°
Ascopiave	788	1,5%	11°
E.S.TR.A.	668	1,3%	12°
Erogasmet	512	1,0%	13°
Dolomiti Energia	510	1,0%	14°
Unogas	494	0,9%	15°
Linea Group Holding	426	0,8%	16°
Erg	402	0,8%	17°
Suisse Power & Gas	398	0,7%	18°
Agsm Verona	358	0,7%	19°
Enerxenia	351	0,7%	20°
Altri	11.844	22,2%	-
TOTALE	53.322	100,0%	-

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel 2014 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale è leggermente diminuito, rispetto al 2013, ma resta piuttosto elevato: i primi tre gruppi controllano il 46,2%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 46,9%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 54,3% (contro il 56,4% del 2013).

L'indice di Herfindahl-Hirshman calcolato sul mercato della vendita è risultato pari a 940 (era 996 nel 2013), un livello ancora molto vicino al valore soglia di 1.000, al di sopra del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

Rispetto al 2013, il peso di Eni è diminuito di circa un punto percentuale, ma resta più che doppio rapportato a quello di Edison, che – come nel 2013 – è il secondo operatore. La distanza tra il secondo e il terzo gruppo, Enel, si è accorciata grazie al contemporaneo aumento della quota di Enel (passata da 9,2% a 9,9%) e alla diminuzione della quota di Edison (passata dall'11,9% all'11,4%). Le vendite di entrambi i gruppi, tuttavia, sono diminuite rispetto al 2013: di quasi 1,5 miliardi quelle di Edison e di mezzo miliardo quelle di Enel.

Circa l'avvicendamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, non vi è nulla da sottolineare, visto che praticamente tutti occupano il medesimo posto raggiunto nel 2013. L'unica eccezione è data dallo scambio di posizione tra E.On e Iren.

La tavola 4.7 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 2014 sono provvisori.

Lo scorso anno sono stati venduti 63,4 G(m³), di cui 10,1 destinati all'autoconsumo e, come si è già visto, 53,3 alla vendita. Il numero di clienti del mercato finale è risultato pari a 21,4 milioni di clienti (punti di riconsegna).

I quantitativi di gas sono diminuiti rispetto al 2013 praticamente su ogni tipo di mercato e di settore: gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una diminuzione del 3,4%, mentre la perdita nelle vendite è stata assai maggiore, pari al 15,9%. Il numero di clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo è diminuito dello 0,6%, viceversa i clienti del mercato della vendita si sono ridotti dello 0,9% (nel complesso di circa 195.000 unità).

Tavola 4.7 Mercato finale per settore di consumo

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

TIPO DI MERCATO E SETTORE DI CONSUMO	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2013	2014	VAR. % 2014/2013	2013	2014	VAR. % 2014/2013
Mercato tutelato^(A)	14.782	10.794	-27,0%	16.023	14.569	-9,1%
Domestico	12.572	9.606	-23,6%	15.593	14.389	-7,7%
Condominio uso domestico	1.309	968	-26,0%	128	112	-12,8%
Commercio e servizi	609	145	-76,1%	239	53	-77,7%
Industria	157	41	-74,2%	45	10	-77,9%
Generazione elettrica	1	2	302,5%	0	0	-63,1%
Attività di servizio pubblico	135	31	-76,7%	18	5	-73,0%
Mercato libero	48.621	42.528	-12,5%	5.556	6.815	22,7%
Domestico	4.056	4.100	1,1%	4.384	5.481	25,0%
Condominio uso domestico	1.518	1.337	-11,9%	70	80	14,4%
Commercio e servizi	6.867	6.261	-8,8%	851	994	16,8%
Industria	20.231	18.779	-7,2%	180	189	5,0%
Generazione elettrica	14.790	10.892	-26,4%	1	1	23,2%
Attività di servizio pubblico	1.158	1.159	0,1%	70	70	0,2%
Totale gas venduto	63.403	53.322	-15,9%	21.578	21.384	-0,9%
Domestico	16.628	13.706	-17,6%	19.977	19.870	-0,5%
Condominio uso domestico	2.827	2.305	-18,5%	199	192	-3,2%
Commercio e servizi	7.475	6.406	-14,3%	1.089	1.047	-3,9%
Industria	20.389	18.820	-7,7%	225	199	-11,6%
Generazione elettrica	14.791	10.894	-26,3%	1	1	17,6%
Attività di servizio pubblico	1.293	1.191	-7,9%	88	75	-14,7%
Autoconsumi	10.466	10.114	-3,4%	2	2	-0,6%
MERCATO FINALE	73.869	63.436	-14,1%	21.580	21.385	-0,9%

(A) Comprende anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Come si è detto nelle pagine precedenti, il 2014 è stato un anno in cui alle conseguenze della crisi economica, ancora molto presenti, si sono sommati altri due fattori sfavorevoli al consumo di gas: il clima, innanzitutto, e la concorrenza delle fonti rinnovabili nella generazione di energia elettrica. Il clima è stato mite nei mesi invernali, riducendo le necessità di riscaldamento, e relativamente fresco nei mesi estivi, anche in questo caso contribuendo al contenimento dei consumi elettrici e, quindi, del ricorso al gas nella generazione termoelettrica. Inoltre, il 2014 è stato un anno piuttosto piovoso, cosa che ha permesso una maggiore produzione idroelettrica e dunque, di nuovo, un minore fabbisogno di gas negli usi energetici. Una forte concorrenza nei confronti del gas arriva, più in generale, dalle fonti rinnovabili che godono di incentivazioni e soddisfano obiettivi di carattere ambientale.

In un simile quadro di forte riduzione dei consumi, si registra l'ulteriore crollo, -27% in termini di volumi e -9,1% in termini di clienti, registrato dal mercato tutelato, che segue quello già molto marcato del 2013 (-18% in termini di volumi). Per questo segmento del mercato, ai motivi generali appena menzionati se ne aggiungono altri due: lo spostamento dei clienti domestici sul mercato libero, nel tentativo di trovare prezzi e condizioni di acquisto più favorevoli e, soprattutto, gli effetti ancora presenti della graduale espulsione – *ope legis* – dalla tutela di tutte le categorie di clienti non domestiche²⁰⁷.

A questo proposito è opportuno segnalare che la presenza di volumi di vendita e di clienti non domestici (o, per meglio dire, punti di riconsegna conteggiati secondo il criterio del *pro die*), nelle colonne delle tavole intestate al mercato tutelato, è dovuta al fatto che il processo di uscita dalla tutela, in considerazione delle scelte esercitate dai clienti e nel rispetto della tempistica di preavviso prevista dal Codice di condotta commerciale, si è protratto anche nei primi mesi del 2014. Inoltre, per le modalità di raccolta dei dati, nell'ambito della clientela tutelata vengono conteggiati anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default*.

Quanto detto finora spiega anche l'ulteriore significativa crescita dei clienti del mercato libero, aumentati complessivamente di oltre 1,2 milioni di punti di riconsegna (+22,78%), che segue quella già notevole (+1,4 milioni di punti di riconsegna) registrata nel 2013. Nelle categorie di consumo non domestiche, costrette al passaggio al mercato libero, si registrano, infatti, tassi di aumento del numero di clienti elevati e – specularmente – si osservano tassi di riduzione molto forti per le stesse categorie nella tutela.

Agli allargamenti del numero di clienti serviti nel mercato libero non corrispondono incrementi nei volumi di acquisto per le già menzionate ragioni di generale contrazione dei consumi. Fanno eccezione soltanto i clienti domestici per i quali si osserva un lieve aumento, pari all'1,1%, dei consumi rispetto al 2013, di entità sicuramente non paragonabile all'ampliamento della clientela (+25%). Infatti, il consumo medio unitario delle famiglie che acquistano nel mercato libero è diminuito da 925 a 748 m³/anno.

La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è salita al 79,8% dal 76,7% osservato nel 2013. Ovviamente, diviene più rilevante man mano che ci si sposta dal domestico ai settori per

²⁰⁷ 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. Posto che i nuovi contratti per clienti non domestici non possono più beneficiare delle condizioni di tutela, per coloro che a quella data si trovavano nel mercato tutelato senza di fatto averne più diritto, le modalità di cessazione dell'applicazione del servizio di tutela sono state stabilite dall'Autorità in modo tale da permettere al cliente finale di disporre degli elementi informativi adeguati e di una tempistica congrua per la valutazione delle diverse offerte presenti sul mercato. Pertanto, a partire dalla seconda metà del 2013 i clienti non domestici stanno effettivamente uscendo in misura rilevante dal perimetro di tutela e i dati raccolti ne danno evidenza.

i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso. Infatti, la quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 30% nel domestico, al 58% per i condomini, al 98% nel commercio e servizi, al 100% nell'industria (91,2% includendo gli autoconsumi) e nel termoelettrico (57% includendo gli autoconsumi) e al 97% negli usi di servizio pubblico.

Tavola 4.8 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2014

M(m³)

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)						TOTALE
	< 5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO^(A)	9.512	1.070	182	23	7	0	10.794
Domestico	9.330	276	0	0	0	0	9.606
Condominio uso domestico	108	702	157	2	0	0	968
Commercio e servizi	57	59	12	13	5	0	145
Industria	12	18	4	4	2	0	41
Generazione elettrica	0	0	0	2	0	0	2
Attività di servizio pubblico	6	18	6	0	0	0	31
MERCATO LIBERO	5.261	4.446	2.969	6.931	9.174	13.748	42.528
Domestico	3.981	108	6	5	0	0	4.100
Condominio uso domestico	51	930	286	61	9	0	1.337
Commercio e servizi	985	2.214	1.248	1.242	535	37	6.261
Industria	177	837	1.196	5.164	7.155	4.249	18.779
Generazione elettrica	0	3	11	159	1.282	9.437	10.892
Attività di servizio pubblico	67	354	223	299	192	25	1.159
TOTALE	14.773	5.516	3.151	6.954	9.181	13.748	53.322

(A) Comprende anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default*.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti (Tavola 4.8) conferma le analisi già più volte offerte in passato: al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce via via maggiore peso. Infatti, la quota di consumi coperta dal mercato libero sul totale risulta mediamente pari al 9% per i clienti delle prime due classi di consumo (meno di 5.000 m³/anno e 5.000-50.000 m³/anno), al 5,6% per la terza classe (50.000-200.000 m³/anno), al 13% per la quarta (200.000-2.000.000 m³/anno), al 17,2% per la penultima (2-20 milioni m³/anno) e al 25,8% per l'ultima (oltre 20 milioni di m³/anno).

Della presenza di consumi nelle classi di consumo tutelate non domestiche (e superiori a 200.000 m³/anno nel caso dei condomini o a 50.000 m³/anno nelle altre attività non di servizio pubblico) si è già detto nelle pagine precedenti: ciò accade in parte perché i dati comprendono anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default* e in parte perché includono i clienti che non hanno effettuato una scelta verso il mercato libero pur avendone facoltà, ma che con le nuove disposizioni vanno a esaurirsi.

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 vigilanza sui prezzi di vendita nel mercato al dettaglio si segnala che 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), che prevede l'obbligo, per gli 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 dell'energia elettrica praticati sul mercato finale, insieme a numerosi altri indicatori (vedi il paragrafo successivo). Di fatto, a partire da gennaio 2012, i prezzi medi raccolti dall'Autorità ai sensi della delibera ARG/gas 64/09 confluiscono, limitatamente ai venditori obbligati dal TIMR, in quel sistema di monitoraggio. 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 previsti dalla direttiva 2008/92/CE del 22 ottobre 2008 concernente la procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica.

I dati della seconda rilevazione vengono invece utilizzati per le analisi statistiche effettuate dall'Autorità, specialmente quelle alla base della Relazione Annuale.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2013 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale, è stato pari a 42,3 c€/m³ (Tavola 4.9). Tale prezzo nel 2013 era risultato pari a 44 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo medio del gas in Italia presenta una diminuzione del 4%.

I clienti dei servizi di tutela hanno pagato il gas in media 55,3 c€/m³, mentre 39 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente corrisposto dai clienti del mercato libero; il differenziale globale di prezzo tra i due mercati è, dunque, pari a 16,3 c€/m³, in diminuzione di 3,3 c€/m³ rispetto a quello registrato nell'anno precedente. Tale differenziale di prezzo risente, ovviamente, della ripartizione dei volumi di vendita all'interno di ciascuno dei due mercati tra le diverse classi di consumo. Come si è già visto, la dimensione media dei clienti sul mercato libero è molto più elevata (Tavola 4.8); a ciò si accompagnano, in tale mercato, la maggiore presenza di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto²⁰⁸, che non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio, nonché la presenza di

²⁰⁸ Oltre il 95% dei consumi del settore "domestico + condominio uso domestico + commercio e servizi" viene prelevato dalle reti di distribuzione, mentre nel caso di "industria + generazione elettrica" circa l'80% dei consumi è prelevato direttamente dalla rete di trasporto nazionale o regionale.

un sistema di prezzi più flessibili, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni strutturali dei mercati internazionali, anche se le modifiche inserite, a partire dal 2012, negli aggiornamenti dei prezzi stabiliti dall'Autorità tendono ad andare nella stessa direzione. Entrando nel dettaglio delle singole classi di consumo, si può vedere che beneficiano delle migliori condizioni del mercato libero principalmente i clienti medio-grandi. Si rileva inoltre che, a partire dal 2010, per i clienti più piccoli (consumi fino a 5.000 m³ annui) il mercato libero offre condizioni meno favorevoli del servizio di tutela. In linea generale, si può affermare che la capacità di ottenere condizioni di fornitura più convenienti sia direttamente proporzionata alle dimensioni del cliente, in relazione alla maggiore conoscenza del mercato e alla superiore attenzione alle condizioni contrattuali. Inoltre, come accennato in precedenza, in presenza di forti cambiamenti strutturali nei mercati internazionali, alcune tipologie di offerta sul mercato libero possono aver penalizzato i clienti che le hanno sottoscritte.

Tavola 4.9 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2010	2011	2012	2013	2014
SERVIZIO DI TUTELA^(A)	44,6	50,4	57,7	59,0	55,3
Inferiori a 5.000	46,4	52,5	60,1	60,2	56,8
Tra 5.000 e 50.000 ^(B)	–	43,1	48,2	52,2	44,1
Tra 50.000 e 200.000 ^(B)	–	42,6	48,1	50,5	41,9
Tra 5.000 e 200.000 ^(B)	38,3	43,1	48,2	51,9	43,7
Tra 200.000 e 2.000.000	34,7	37,9	40,6	48,8	60,3
Tra 2.000.000 e 20.000.000	29,0	30,4	45,9	–	75,7
Superiori a 20.000.000	–	–	–	–	–
MERCATO LIBERO	30,6	34,9	40,7	39,4	39,0
Inferiori a 5.000	47,0	53,6	61,3	63,8	62,5
Tra 5.000 e 50.000 ^(B)	–	44,9	51,5	50,9	47,6
Tra 50.000 e 200.000 ^(B)	–	40,6	48,4	43,9	41,4
Tra 5.000 e 200.000 ^(B)	38,7	43,1	50,3	47,9	45,1
Tra 200.000 e 2.000.000	31,2	34,5	41,1	36,6	34,9
Tra 2.000.000 e 20.000.000	27,6	30,8	36,9	33,8	34,0
Superiori a 20.000.000	29,0	33,1	36,8	32,7	32,0
TOTALE	34,8	39,3	45,5	44,0	42,3

(A) Comprende anche i clienti forniti nei servizi di fornitura di ultima istanza e di *default*.

(B) Fino al 2010 il prezzo veniva rilevato in un'unica classe di clienti con consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti più piccoli dei servizi di tutela, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 56,8 c€/m³. Questo prezzo è comparabile con il valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m³/anno, che nel 2014 era pari a 52,5 c€/m³ (82,3 c€/m³ includendo le imposte). Al crescere dei consumi, il prezzo tende naturalmente a ridursi. La presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo più elevate è dovuta all'esistenza di quei clienti che sono rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali definite dall'Autorità.

Nel mercato libero, la dimensione del cliente incide in modo ancora più incisivo sul prezzo di offerta: i clienti più piccoli risultano, infatti, pagare circa 30,5 c€/m³ in più dei grandi consumatori. I livelli più elevati di consumo consentono, generalmente, una riduzione dei costi fissi unitari. In

particolare, l'incidenza delle tariffe di distribuzione è molto più elevata per i piccoli consumi (nella media del 2014 il costo a copertura della distribuzione è stato di circa 12 c€/m³ per il consumatore medio da 1.400 m³ che paga le condizioni definite dall'Autorità), mentre per i clienti più grandi non allacciati alla rete di distribuzione questa componente non è nemmeno presente. Inoltre, i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento climatico, che comporta oneri di stoccaggio e trasporto più elevati.

Tavola 4.10 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2014

c€/m³; classi di consumo annuo espresse in m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO						TOTALE
	< 5.000	5.000- 50.000	50.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
SERVIZIO DI TUTELA	56,8	44,1	41,9	60,3	75,7	-	55,3
Domestico	56,9	42,6	-	-	-	-	56,4
Condominio uso domestico	48,1	43,7	40,4	40,6	-	-	43,6
Attività di servizio pubblico	58,9	51,6	48,4	46,0	-	-	52,4
Commercio e servizi	59,4	51,2	55,1	73,3	79,5	-	57,6
Industria	57,3	51,3	59,1	51,1	67,0	-	54,6
Generazione elettrica	47,0	46,1	42,7	-	-	-	45,6
MERCATO LIBERO	62,5	47,6	41,4	34,9	34,0	32,0	39,0
Domestico	64,2	50,0	45,3	47,8	-	-	63,8
Condominio uso domestico	54,9	52,3	50,3	44,3	34,2	-	51,4
Attività di servizio pubblico	52,6	45,7	42,6	37,9	33,4	35,3	41,2
Commercio e servizi	57,4	47,2	41,1	35,8	33,2	26,0	44,0
Industria	57,4	44,2	39,4	34,4	34,6	36,9	36,0
Generazione elettrica	51,2	47,5	40,7	34,9	31,2	29,7	30,0
TOTALE	58,8	46,9	41,4	35,0	34,0	32,0	42,3

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nella tavola 4.10 viene mostrato lo spaccato dei prezzi medi per settore di consumo.

Nell'ambito dei servizi di tutela, la categoria più rappresentativa risulta quella dei piccoli clienti (0-5.000 m³), tipicamente domestici, i quali hanno mediamente corrisposto, nel 2014, un prezzo di circa 56,9 c€/m³ che più si avvicina alla media del servizio (55,3 c€/m³), mentre nel mercato libero il prezzo medio complessivo si avvicina a quello pagato dai clienti di medie dimensioni.

Nel confronto tra i due mercati, i risultati dipendono dalla tipologia e dalla dimensione dei consumatori.

Per i clienti domestici e i condomini uso domestico il servizio di tutela appare vantaggioso. Per le attività di servizio pubblico, commercio e altri servizi risulta, invece, più conveniente il mercato libero. Il medesimo risultato si riscontra per l'industria e la generazione elettrica, a eccezione dei clienti più piccoli.

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.

Con riferimento ai clienti domestici l'Autorità ha inoltre introdotto strumenti atti a:

- 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.

Switching

Sulla base dei dati forniti dagli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale, la percentuale di *switching*, cioè del numero di clienti²⁰⁹ che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2014²¹⁰, è risultata complessivamente pari al 6,5%, ovvero al 45,8% se valutata in base ai consumi dei clienti che hanno effettuato il cambio (Tavola 4.11). Come sempre, entrambe le percentuali sono superiori a quelle osservate nell'anno precedente, anche se i dati del 2014 per la clientela non domestica, come quelli dell'anno precedente, risentono probabilmente dei passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di cui si è detto.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2014, certamente spontanei, si confermano ancora non particolarmente elevati ma in costante aumento da diversi anni, con l'eccezione del 2012. Lo scorso anno la quota di clienti che ha effettuato almeno un cambio è risultata, infatti, del 6,2%, corrispondente a una porzione di volumi del 7,2%. Più elevata all'incirca di un punto percentuale è stata la frazione di condomini con uso domestico che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti al 10% del relativo settore di consumo. Il 15,8% (equivalenti al 23,5% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico

²⁰⁹ 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.

²¹⁰ 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.

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 10,5% del totale in termini di clienti, nonché il 55% in termini di volumi.

Tavola 4.11 Tassi di *switching* dei clienti finali

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2013		2014	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	5,5%	6,5%	6,2%	7,2%
Condominio uso domestico	6,6%	9,2%	7,4%	10,0%
Attività di servizio pubblico	15,3%	28,5%	15,8%	23,2%
Altri usi	10,0%	53,4%	10,5%	55,0%
di cui:				
fino a 5.000 m ³	7,9%	10,2%	8,9%	11,5%
5.000-50.000 m ³	17,1%	18,3%	17,1%	18,3%
50.000-200.000 m ³	23,9%	24,4%	23,2%	23,7%
200.000-2.000.000 m ³	29,7%	32,2%	29,3%	32,2%
2.000.000-20.000.000 m ³	60,2%	65,8%	60,0%	66,0%
oltre 20.000.000 m ³	67,2%	56,0%	67,4%	58,3%
TOTALE	5,8%	44,2%	6,5%	45,8%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

All'interno degli “altri usi” si osservano, come sempre, tassi di *switching* che aumentano all'ampliarsi dei volumi di consumo, perché per questi clienti la spesa per l'acquisto del gas assume livelli importanti e, dunque, è maggiore la propensione a cambiare fornitore per trovare migliori condizioni contrattuali e prezzi più favorevoli.

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 4.12. Come negli anni scorsi, i clienti domestici collocati al Centro mostrano, anche nel 2014, una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale. In generale, comunque, i valori territoriali mantengono una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo, mentre il Sud e le Isole manifestano, nel complesso, tassi di cambio fornitore più contenuti.

Nel caso dei domestici, le percentuali del Centro risultano in media pari all'8,1% in termini di clienti e al 9,7% in termini di volumi, contro una media nazionale del 6,2% (clienti) e del 7,2% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale (9,5% contro 7,4% in termini di clienti e 12,6% contro 10% in termini di volumi).

Nelle attività di servizio pubblico, i tassi del Nord risultano i più elevati in termini di clienti, ma non nei volumi corrispondenti; negli “altri usi” Nord e Centro mostrano lo stesso valore relativamente ai clienti (10,8%) e percentuali sui volumi molto più ampie rispetto a quelle del Sud.

Tavola 4.12 Tassi di swiching per regione e tipologia di clienti nel 2014

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	DOMESTICO		CLIENTI	VOLUMI	PUBBLICO		CLIENTI	VOLUMI
			CLIENTI	VOLUMI			CLIENTI	VOLUMI		
Piemonte	6,4	7,4	6,9	9,4	10,6	67,1	14,7	23,2	6,7	55,4
Valle d'Aosta	2,6	2,9	5,9	8,6	5,6	43,0	17,9	34,6	3,3	36,2
Lombardia	5,3	6,6	7,2	10,8	10,7	57,4	16,1	20,3	5,7	47,3
Trentino Alto Adige	3,2	3,7	3,4	4,2	9,6	59,0	7,9	14,8	3,9	49,4
Veneto	5,9	6,7	9,8	12,9	12,7	62,3	17,3	22,2	6,5	50,9
Friuli Venezia Giulia	6,2	7,4	13,6	17,7	15,3	46,1	27,9	38,1	7,0	40,0
Liguria	5,6	7,1	6,6	8,8	8,7	81,1	10,8	34,1	5,7	62,1
Emilia Romagna	5,2	5,9	3,6	3,9	9,2	47,8	23,5	15,4	5,6	40,4
Toscana	13,2	13,9	13,2	16,7	16,1	61,5	32,5	58,7	13,4	53,4
Umbria	6,8	9,3	9,8	14,7	12,3	65,2	20,6	57,7	7,3	55,6
Marche	6,3	8,0	6,9	10,0	11,6	57,5	15,7	13,3	6,7	44,6
Lazio	6,2	7,5	8,6	12,0	7,5	81,0	6,3	19,7	6,3	60,6
Abruzzo	5,8	7,7	6,1	8,0	5,9	55,1	11,7	30,6	5,8	43,6
Molise	4,6	5,9	10,5	1,9	7,7	73,5	9,3	25,1	4,8	57,7
Campania	7,0	7,8	7,3	5,0	9,0	56,0	15,5	16,8	7,1	45,1
Puglia	3,5	3,9	3,2	3,2	6,0	30,9	8,2	22,1	3,6	27,0
Basilicata	5,5	6,2	6,4	19,1	12,2	58,2	27,8	20,5	6,0	43,0
Calabria	5,8	7,0	6,5	11,3	9,5	28,4	12,6	19,5	6,0	25,4
Sicilia	5,9	6,7	5,6	2,8	7,4	17,3	8,1	14,0	5,9	16,2
ITALIA	6,2	7,2	7,4	10,0	10,3	21,2	15,8	23,2	6,5	13,6
NORD	5,6	6,6	6,8	9,6	10,8	58,0	16,9	21,3	6,0	48,0
CENTRO	8,1	9,7	9,5	12,6	10,8	66,4	15,8	31,2	8,3	53,8
SUD E ISOLE	5,5	6,1	6,1	6,1	8,0	31,3	12,7	18,3	5,6	27,5

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Reclami e segnalazioni

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio 2014 e il 31 dicembre 2014, le comunicazioni relative al settore gas sono state 15.884 (circa il 34%). Rispetto al 2013, il numero di comunicazioni è quindi sostanzialmente lo stesso. Sempre rispetto al precedente periodo, non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero delle richieste di informazioni e dei reclami (Tavola 4.13).

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas, ricevute dallo Sportello nel 2014 e suscettibili di classificazione, sono i seguenti: il bonus, la fatturazione, il mercato e i contratti (Tavola 4.14). Rispetto all'anno 2013, si notano, in particolare, un ulteriore – sia pur lieve – decremento dei reclami sul bonus gas e un aumento, più che proporzionale all'andamento generale di crescita dei reclami, di quelli relativi sia a contratti, sia ad allacciamenti e lavori.

Tavola 4.13 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

	2013		2014	
	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)
Reclami	15.114	41.779	15.291	42.448
Richieste di informazione	534	2.210	593	3.875
TOTALE COMUNICAZIONI	15.648	43.989	15.884	46.323

(A) Totale relativo a settore elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Tavola 4.14 Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

ARGOMENTI	2013		2014	
	NUMERO	QUOTA	NUMERO	QUOTA
Fatturazione	5.754	37%	6.197	39%
Mercato	2.005	13%	2.212	14%
Bonus	4.506	29%	3.243	20%
Contratti	1.854	12%	2.369	15%
Allacciamenti/Lavori	627	4%	928	6%
Qualità tecnica	166	0%	34	0%
Misura	32	2%	286	2%
Prezzi e tariffe	286	1%	174	1%
Qualità commerciale	198	1%	238	1%
Non competenza	220	1%	203	1%
TOTALE CLASSIFICATI	15.648	100%	15.884	100%

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Per quanto riguarda la fatturazione, le principali questioni hanno riguardato i consumi (fatture in acconto, conguagli, richieste di rettifica), il rispetto della regolare periodicità di fatturazione e l'effettuazione delle letture o l'utilizzo delle autoletture comunicate dal cliente. Rispetto alla tematica "mercato", la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato questioni relative alla corretta applicazione del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità, problematiche relative al cambio di fornitore e alla doppia fatturazione.

Nella tematica "mercato" sono compresi i reclami per i contratti non richiesti e per le richieste di informazioni relative al sistema indennitario, gestiti secondo la procedura speciale descritta nel paragrafo 3.2.2.1 per il settore elettrico. Con riferimento all'argomento "contratti", la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato la morosità, le volture, l'esercizio del diritto di recesso e la cessazione della fornitura. Infine, con riferimento all'argomento "allacciamenti e lavori", i reclami si sono concentrati sulle questioni relative alle attivazioni, ai subentri e ai tempi di effettuazione di tali prestazioni.

4.2.2.2 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza

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).

Con riferimento al solo settore gas è da sottolineare che, nell’ambito dell’audizione del 22 aprile 2015²¹¹, l’Autorità ha segnalato come, diversamente dal settore elettrico, in quello del gas la situazione degli oneri generali non desti – allo stato attuale – particolari preoccupazioni. Ha comunque segnalato l’esistenza di talune criticità attuative delle norme poste a favore delle imprese c.d. energivore gas, di cui all’articolo 1, comma 6-*bis*, del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145 (c.d. DL destinazione Italia), in mancanza di specifici indirizzi da parte del Ministro dello sviluppo economico.

Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza

In riferimento alle attività svolte dal Regolatore italiano nel 2014 si veda anche in questo caso il al paragrafo 3.2.2.2.

²¹¹ Memoria 21 aprile 2015, 174/2015/l/com.

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.

Lo stato di attuazione nel nostro Paese delle misure previste in tale Allegato, illustrato in dettaglio nella Tavola 5.1 dell'Annual Report dello scorso anno alla quale si rimanda, non ha subito sostanziali modifiche.

Le uniche novità hanno interessato il Comma 1, lettera h) e lettera j).

In particolare, il Comma 1, lettera h) richiede che i clienti *possano disporre dei propri dati di consumo e che venga consentito a qualsiasi impresa di fornitura registrata di accedere, in base a un accordo espresso e a titolo gratuito, ai dati relativi ai propri consumi*. Proprio su questo argomento, nell'aprile 2015, l'Autorità ha pubblicato un documento per la consultazione per illustrare 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 (cfr. il paragrafo successivo).

Il Comma 1, lettera j) richiede invece che i consumatori *ricevano un conguaglio definitivo, a seguito del cambio di fornitore, non oltre sei settimane dopo aver effettuato detto cambio*. Anche in questo caso la regolamentazione è in corso di aggiornamento. Al momento della redazione di questo Rapporto risulta, infatti, imminente la pubblicazione di un documento per la consultazione, che segue la conclusione di un'indagine specifica sul tema della fatturazione (cfr. il paragrafo 3.2.2.2).

Garanzie di accesso ai dati di consumo

Il decreto legislativo n. 93/11 prevede che l'Autorità debba, entro 6 mesi dalla pubblicazione del decreto (31 dicembre 2011), 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, completata nel 2010 (vedi Relazione annuale CE 2011), permette al cliente di essere edotto anche dei dati effettivi di consumo. 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 (SII²¹²) 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, la cui prima fase di attuazione si è avviata e conclusa nel corso del 2012.

Infine, con il documento per la consultazione 23 aprile 2015, 186/2015/R/eel, l'Autorità ha presentato 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 della Direttiva europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica.

Lo schema di consultazione esamina distintamente due tipologie di dati storici di consumo:

- dati corrispondenti agli intervalli di fatturazione;
- dati corrispondenti ai profili temporali di consumo.

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;
- di accedere a informazioni trasparenti relative alle condizioni tariffarie ed economiche nonché le condizioni contrattuali minime;
- 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;
- ai fini della promozione dell'efficienza energetica, l'Autorità di regolazione deve definire 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 atti a:

- 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.

²¹² Delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10.

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”²¹³, disciplina (attuando ampiamente quanto prescritto dal terzo pacchetto energia) il diritto di accesso a informazioni trasparenti relative alle condizioni tariffarie ed economiche nonché le condizioni contrattuali minime per i clienti finali.

Le procedure di *switching* sono state irrobustite dall'Autorità nel 2011²¹⁴ 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 2011²¹⁵ è stato anche introdotto il termine di 3 settimane nelle procedure di *switching* previsto dalle direttive 72/2009/CE e 73/2009/CE.

Con il decreto legislativo 21 febbraio 2014, n. 21, è stata recepita nell'ordinamento italiano la direttiva 2011/83/UE sui diritti dei consumatori, che ha determinato la modifica di alcune previsioni del Codice di consumo con riguardo alla fase di conclusione dei contratti.

In ragione delle modifiche apportate al Codice di consumo, l'Autorità ha aggiornato²¹⁶ la disciplina dei contratti conclusi tra gli esercenti la vendita e i clienti finali e ha apportato interventi, seppur minimi, in materia di diritto di recesso e ripensamento.

Più precisamente, l'Autorità ha introdotto alcune modifiche al Codice di condotta commerciale approvato nel 2010²¹⁷, relativamente alle informazioni aggiuntive da trasmettere al cliente finale domestico prima della conclusione del contratto, al supporto da utilizzare per l'invio delle suddette informazioni al cliente finale domestico, nonché alla modifica del tempo massimo per esercitare il diritto di ripensamento (da dieci giorni lavorativi a 14 giorni solari).

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 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 tutela**. Ogni anno vengono effettuati gli aggiornamenti trimestrali dei corrispettivi del servizio di tutela.

Da gennaio 2009, per le forniture di energia elettrica, è attivo un meccanismo di tutela specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in

²¹³ Allegato A della delibera ARG/com 104/10.

²¹⁴ Delibera 27 ottobre 2011, ARG/com 146/11.

²¹⁵ Delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 210/11.

²¹⁶ Con la delibera 6 giugno 2014, 266/2014/R/com.

²¹⁷ Con la delibera 8 luglio 2010, ARG/com 104/10.

gravi condizioni di salute che ricevono un **bonus** o sconto sulla fornitura di energia elettrica. Al 31 dicembre 2013 le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione almeno una volta sono 2,1 milioni, le famiglie con bonus attivo nel 2012 sono state 942.864, quelle che hanno usufruito di un'agevolazione elettrica poiché si trovavano in stato di disagio fisico sono state 23.647. I relativi oneri sono coperti dai proventi di una specifica componente, pagata dai clienti che non beneficiano dei bonus, il cui valore per l'anno 2013 è stato aggiornato contestualmente all'aggiornamento tariffario.

Nel 2012 sono state introdotte modifiche alla disciplina del bonus elettrico per i clienti in gravi condizioni di salute (bonus elettrico per disagio fisico)²¹⁸, descritte in dettaglio nell'*Annual Report* 2013.

Nell'agosto dello scorso anno²¹⁹, è stato avviato il procedimento per l'attuazione di quanto disposto dal decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102, che recepisce la direttiva europea sull'efficienza energetica. In particolare con l'art. 11, comma 3, del decreto, l'Autorità è chiamata ad adeguare 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).

Nel mese di febbraio 2015, l'Autorità ha analizzato²²⁰ i possibili scenari evolutivi dell'attuale struttura delle tariffe domestiche (cf. il paragrafo 3.1.3). Relativamente al bonus sociale, nella consultazione sono prospettate alcune ipotesi di possibili interventi correttivi alla disciplina, che integrano le proposte già formulate dall'Autorità in una segnalazione effettuata al Governo e al Parlamento²²¹ nel giugno dello scorso anno.

Le diverse ipotesi sono finalizzate ad accrescere la platea dei beneficiari, la percentuale di risparmio per i titolari (dal 20% della spesa al netto delle imposte, al 30% o al 40% per tutti i beneficiari), ad articolare i bonus e la percentuale di risparmio in funzione del profilo di consumo del cliente e della numerosità del nucleo familiare (per garantire che anche in presenza della riforma sia introdotto un livello di spesa maggiore dell'attuale), nonché a ridurre le componenti fiscali (accisa) o parafiscali (oneri generali) in funzione degli incrementi di spesa correlati alla riforma delle tariffe elettriche.

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, tra cui ospedali, case di cura e di riposo, carceri e scuole. Il medesimo decreto legislativo ha anche previsto che, per i clienti vulnerabili, nell'ambito degli

²¹⁸ Modifiche introdotte con la delibera 2 agosto 2012, 350/2012/R/eel, in applicazione del decreto del Ministero della salute 13 gennaio 2011, *Individuazione delle apparecchiature medico-terapeutiche alimentate a energia elettrica necessarie per il mantenimento in vita di persone in gravi condizioni di salute*, e secondo quanto previsto dalle disposizioni del decreto interministeriale 28 dicembre 2007.

²¹⁹ Con la delibera 7 agosto 2014, 412/2014/R/efr.

²²⁰ Nel documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 34/2015/R/eel.

²²¹ Segnalazione 12 giugno 2014, 273/2014/l/com.

obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento che le società di vendita comprendono tra le proprie offerte commerciali.

Tale previsione è stata successivamente modificata dal decreto legge 21 giugno 2013, n. 69; l'art. 4, comma 1, ha previsto che «*per i soli clienti domestici*», nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento che le società di vendita comprendono tra le proprie offerte commerciali. In conseguenza di tale modifica, l'Autorità è intervenuta²²² per chiarire che l'obbligo di offerta delle condizioni economiche di tutela, definito dal *Testo integrato vendita gas* (TIVG), riguarda solo i clienti finali domestici e non più gli altri clienti vulnerabili. In particolare, hanno ancora diritto al **servizio di tutela**:

- 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.

Non hanno più diritto al servizio di tutela, invece:

- i punti di consumo nella titolarità di utenze relative ad attività di servizio pubblico;
- i punti di consumo per usi diversi, con consumo non superiore a 50.000 S(m³)/anno.

Inoltre, l'Autorità ha adottato disposizioni volte ad assicurare l'effettiva attuazione delle modifiche introdotte dal decreto legge n. 69/13 e al contempo a garantire una adeguata informativa ai clienti finali non domestici interessati da tali modifiche.

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 intervenuta²²³ per adeguare le disposizioni del Testo Integrato Vendita Gas (TIVG) alle previsioni di cui al decreto legge convertito.

Parallelamente negli ultimi due anni si sono succeduti i provvedimenti dell'Autorità volti a ridurre la dipendenza delle condizioni economiche di fornitura del servizio di tutela dai contratti di importazione a lungo termine (c.d. "riforma gas"), introducendo gradualmente una ponderazione tra i contratti suddetti e i prezzi che si formano sui mercati a breve termine del gas (mercati *spot*), da tempo caratterizzati da una condizione di eccesso di offerta dovuta alla disponibilità di gas non convenzionale e al calo della domanda. Nel dettaglio, in attuazione delle misure contenute nel decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 (c.d. "cresci-Italia"), l'Autorità ha previsto²²⁴ che dal secondo trimestre 2012 l'aggiornamento della materia prima venga calcolato, per una quota iniziale del 3%, in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* europeo, con riferimento alla piattaforma olandese denominata *Title Transfer Facility* (TTF). Tale quota, elevata al 5% nel corso dell'anno, è stata fissata al 20% a partire dal secondo trimestre 2013²²⁵. Questi interventi hanno consentito un aggancio via via crescente con i prezzi dei mercati *spot*, più bassi di quelli rinvenienti dai contratti a lungo termine, permettendo da principio di contenere gli aumenti della materia prima nel corso del 2012, per poi pervenire a una lieve riduzione di tale componente nel primo trimestre 2013, a una sua forte diminuzione nel secondo trimestre (per il cliente tipo -7,2%, corrispondente a -2,7

²²² Delibera 28 giugno 2013, 280/2013/R/gas.

²²³ Delibera 17 ottobre 2013, 457/2013/R/gas.

²²⁴ Delibera 30 marzo 2012, 116/2012/R/gas.

²²⁵ Delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas.

c€/m³) e un ulteriore ribasso nel terzo (-0,6 c€/m³). Tale dinamica si è riflessa nel prezzo complessivo, che dopo il massimo di 92,78 è sceso a 88,44 c€/m³ nel terzo trimestre 2013, con una diminuzione del 4,7%.

Col quarto trimestre del 2013 il processo di riforma della metodologia di calcolo delle condizioni di fornitura del servizio di tutela ha trovato pieno compimento. Il riferimento ai contratti a lungo termine 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. Ma oltre a modificare le quotazioni di riferimento, la riforma ha anche cambiato la struttura del meccanismo di calcolo, modificandone le voci e il loro contenuto. In particolare la nuova materia prima, oltre al costo di acquisto sulla piazza TTF (rappresentato dall'elemento $P_{FOR,t}$), comprende i seguenti elementi:

- i costi di trasporto da tale piazza sino al punto di scambio virtuale della piattaforma italiana di negoziazione (PSV), gestita da Snam Rete Gas (elementi Q_{Tint} , $Q_{T_{PSV}}$, $Q_{T_{MCV}}$);
- i costi dell'attività di approvvigionamento e dei rischi connessi alla stessa (componente CCR), tra cui, ad esempio, le oscillazioni climatiche (con le conseguenti ricadute sui prezzi) e gli scostamenti tra le quantità acquistate e quelle effettivamente vendute (rischio volumi).

Le vecchie voci QE (componente energia) e QCI (quota commercializzazione all'ingrosso) sono state eliminate in quanto sostituite dagli elementi sopra riportati.

La nuova formulazione di calcolo ha reso inoltre necessarie delle modifiche in alcune delle componenti relative ai costi infrastrutturali. In primo luogo la componente trasporto (QT) è stata rimodulata per tenere conto di quanto già ricompreso nella materia prima. Quest'ultima inoltre comprende implicitamente anche i costi di stoccaggio, sia in relazione alla modulazione stagionale (differenza di fabbisogni e prezzi tra estate e inverno) sia per la copertura di eventi eccezionali. Conseguentemente la vecchia componente QS (quota stoccaggi) è stata eliminata.

Per contro la transizione al nuovo sistema ha reso necessaria l'introduzione di meccanismi di adeguamento, che si sostanziano nelle seguenti voci:

- la componente gradualità (GRAD), volta a coprire i costi che le imprese di vendita devono sostenere per ristrutturare il proprio portafoglio di approvvigionamento al fine di ottenere una appropriata ripartizione tra contratti di breve e lungo termine;
- la componente Pro Rinegoziazioni (CPR), volta a incentivare la rinegoziazione dei contratti a lungo termine al fine di adeguarne le clausole ai mutamenti economici e regolatori intervenuti, nonché a finanziare un meccanismo di parziale protezione dei clienti finali dalla maggiore variabilità dei prezzi che caratterizza i mercati a breve termine.

In termini di ricadute sul cliente domestico tipo, il bilancio a partire dal completamento della prima fase della riforma²²⁶ fa registrare sinora una diminuzione di circa 14,3 c€/m³ (oltre il 15%) nel prezzo complessivo.

²²⁶ Completamento avvenuto l'1 aprile 2013 con l'elevazione al 20% della quota della materia prima aggiornata in base ai prezzi che si formano sul mercato *spot* olandese (TTF) (delibera 125/2013/R/gas).

Nel 2014 l'Autorità è intervenuta²²⁷ per definire le modalità di determinazione delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale per l'anno termico 2014-2015, con specifico riferimento alle componenti a copertura dei costi di approvvigionamento nei mercati all'ingrosso ($C_{MEM,t}$), delle attività connesse (CCR) e degli oneri di gradualità (GRAD).

All'inizio del 2015, ha posto in consultazione i propri orientamenti per la definizione delle modalità di calcolo delle componenti $C_{MEM,t}$ e CCR, a decorrere dall'anno termico 2015-2016²²⁸. In particolare, l'Autorità ha suggerito, per l'anno termico 2015-2016, che la componente $C_{MEM,t}$ resti definita in base alla vigente formula di aggiornamento la quale ha come mercato di riferimento l'*hub* TTF e, come contratto di riferimento, il prodotto trimestrale relativo al trimestre oggetto di aggiornamento. Inoltre, con il fine di creare le condizioni per lo sviluppo delle negoziazioni a termine nel nostro Paese, l'Autorità ha proposto, per gli anni termici successivi al 2015-2016, una *roadmap* che consenta di modificare il riferimento di mercato con il passaggio dai prezzi olandesi ai prezzi italiani. In tale *roadmap* è stata suggerita una verifica annuale del grado di liquidità e di concentrazione del mercato nazionale, considerando sia le negoziazioni a termine sul mercato *Over The Counter* (OTC), sia le negoziazioni condotte nel mercato organizzato, che nel frattempo si è sviluppato accanto al primo, al fine di valutare la sussistenza delle condizioni che consentono il passaggio a quotazioni nazionali.

La decisione finale ha confermato²²⁹ quanto proposto in sede di consultazione mantenendo, anche per l'anno termico 2015-2016, il riferimento alle quotazioni del gas sul mercato TTF per la componente relativa all'approvvigionamento all'ingrosso.

Per quanto riguarda gli anni termici successivi al 2015-2016, ha invece rinviato ad un successivo provvedimento la definizione delle modalità puntuali per la valutazione della sussistenza delle condizioni atte a consentire il passaggio alle quotazioni nazionali, anche in considerazione del più ampio processo normativo e regolatorio in corso, finalizzato alla progressiva revisione delle tutele di prezzo.

Il decreto legislativo n. 93/11 stabilisce, anche in base a quanto previsto all'art. 30, commi 5 e 8, della legge 23 luglio 2009, n. 99, 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 vulnerabili, ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 (art. 7, comma 7) e del decreto ministeriale 7 agosto 2013, hanno diritto al servizio di fornitura di ultima istanza: i clienti finali disalimentabili, ovvero i clienti domestici, compresi i condomini con 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 suddette previsioni trovano conferma nelle disposizioni definite dall'Autorità nell'ambito del Testo Integrato Vendita Gas (TIVG), in cui è prevista la regolazione delle condizioni di erogazione del FUI.

Gli indirizzi per lo svolgimento delle procedure concorsuali per la selezione delle imprese esercenti il servizio FUI sono contenuti nel decreto ministeriale 7 agosto 2013. L'Autorità ha dato attuazione

²²⁷ Con le delibere 6 marzo 2014, 95/2014/R/gas e 3 aprile 2014, 162/2014/R/gas.

²²⁸ Nel documento per la consultazione 5 febbraio 2015, 38/2015/R/gas.

²²⁹ Con la delibera 26 marzo 2015, 133/2015/R/gas.

alle disposizioni, disciplinando²³⁰ gli indirizzi all'Acquirente unico per la selezione delle imprese FUI. L'Acquirente unico, successivamente alla pubblicazione sul proprio sito internet del regolamento per le procedure, ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato l'avviso circa gli esiti della procedura di individuazione delle imprese FUI per l'anno termico 2013-2014. In particolare, per ciascuna macroarea sono stati pubblicati la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FUI e il relativo quantitativo annuo di gas offerto.

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 richiamate²³¹. Il servizio di *default* ha avuto pieno avvio con riferimento all'anno termico 2013-2014. Nell'agosto 2014 sono stati definiti²³² i criteri e indicati gli indirizzi all'Acquirente unico per lo svolgimento della selezione dei Fornitori di Default (FD_D) per il biennio 1 ottobre 2014 - 30 settembre 2016. I criteri sono coerenti con quanto previsto per la selezione dei FUI. L'Acquirente unico ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato la graduatoria con i nominativi degli esercenti individuati come FD_D.

Dal 2009, per le forniture di gas naturale, è anche attivo un meccanismo di protezione specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico.

Alla data del 31 dicembre 2013 usufruivano del **bonus gas** per disagio economico 626.869 clienti gas, le cui 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. Il numero di famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione, almeno una volta dall'entrata in vigore del meccanismo, sono 1,2 milioni e nel 90% dei casi hanno anche usufruito del bonus elettrico.

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 e la componente GST, posta a carico dei clienti diversi dai clienti 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.

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 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 ha ritenuto necessario intervenire 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 definita²³³ nell'aprile 2012 ed è stata descritta in dettaglio nell'*Annual Report 2013*. L'Autorità ha anche previsto un'attività di

²³⁰ Delibera 7 agosto 2013, 362/2013/R/gas.

²³¹ L'attivazione del servizio di *default* è altresì prevista anche per i clienti che hanno diritto al servizio FUI, ma per i quali l'attivazione di questo servizio risulta impossibile (per esempio, in quanto il FUI non è stato selezionato).

²³² Con la delibera 07 agosto 2014, 418/2014/R/gas.

²³³ Delibera 19 aprile 2012, 153/2012/R/com.

monitoraggio *ad hoc* del fenomeno dei contratti non richiesti che, oltre a consentire di valutarne l'evoluzione temporale, permetta la pubblicazione dell'elenco dei venditori non richiesti, ossia di una graduatoria che fornisca informazioni relative alle performance di tali soggetti, sulla base dei dati raccolti con il monitoraggio. L'elenco è orientato a rendere disponibili ai clienti finali informazioni trasparenti e complete per una scelta consapevole del fornitore di energia elettrica e/o gas.

In ragione delle modifiche apportate²³⁴ al Codice di consumo, l'Autorità ha aggiornato²³⁵ anche la regolazione in materia di contratti non richiesti. In particolare sono state modificate le misure preventive e le procedure di reclamo, in modo che tali misure siano in linea con i nuovi adempimenti di natura pre-contrattuale previsti dal Codice di consumo. In dettaglio, è stato previsto che il termine di 30 giorni di presentazione del reclamo relativo ai contratti non richiesti da parte del cliente finale domestico dovrà essere fatto decorrere:

- dal decimo giorno solare successivo alla data in cui il venditore ha inviato la conferma del contratto, anche nel caso in cui il venditore decida volontariamente di inviare la conferma di un contratto concluso fuori dei locali commerciali successivamente alla conclusione del contratto;
- dal giorno della scadenza della prima bolletta ricevuta dal cliente negli altri casi.

Nulla cambia, invece, per quanto riguarda i clienti diversi da quelli domestici.

Nel corso dell'anno 2014 si è concluso il **progetto di revisione della bolletta** (progetto Bolletta 2.0) avviato nel 2013. A seguito dei contributi ricevuti dai soggetti interessati durante le audizioni del 9 e 10 ottobre 2013, l'Autorità ha posto in consultazione²³⁶ gli orientamenti principali che vanno in direzione della semplificazione e di una maggiore flessibilità e trasparenza.

Con la nuova Bolletta 2.0 approvata nel mese di ottobre²³⁷, al cliente verrà dunque inviato (anche in formato elettronico) il solo quadro sintetico, più completo, diretto e comprensibile di quello attuale, e, su sua esplicita richiesta, un documento con gli elementi di dettaglio della fattura. La terminologia utilizzata sarà conforme al Glossario, che verrà aggiornato e pubblicato sul sito dell'Autorità e su quello dei singoli venditori.

La parte della bolletta contenente gli elementi di dettaglio riporterà le informazioni analitiche di tutte le voci fatturate al cliente, fornendo anche le indicazioni dei prezzi unitari e delle quantità cui sono applicati, nonché dei singoli scaglioni e dell'ammontare di kWh/S(m³) attribuiti a ciascuno di essi.

Relativamente, infine, agli altri documenti legati alla trasparenza, l'Autorità ha previsto che:

- sia predisposto e pubblicato sul sito internet dell'Autorità il Glossario dei principali termini contenuti nella bolletta;
- ciascun venditore pubblichi sul proprio sito internet una Guida alla lettura e che, per i regimi di tutela, la suddetta Guida sia predisposta dall'Autorità;

²³⁴ Con la delibera 6 giugno 2014, 266/2014/R/com.

²³⁵ Con la delibera 19 aprile 2012, 153/2012/R/com.

²³⁶ Documento per la consultazione 20 febbraio 2014, 69/2014/R/com.

²³⁷ Con la delibera 16 ottobre 2014, 501/2014/R/com.

- sia predisposto e pubblicato sul sito internet dell’Autorità, per i clienti serviti in regime di tutela, un modello di bolletta sintetica, che indichi, per ciascun importo fatturato, il dettaglio dei corrispettivi unitari che concorrono alla determinazione del singolo importo.

5.2 Gestione delle controversie

Per la gestione delle controversie è attivo dal 2012 il **Servizio conciliazione clienti energia**, istituito²³⁸ 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, che sarà recepita dagli Stati membri entro il 9 luglio 2015.

Nel secondo anno di sperimentazione, l’Autorità ha proseguito nella predisposizione di specifici interventi di efficientamento del Servizio conciliazione, anche sulla base dei riscontri pervenuti dagli *stakeholders* in merito al funzionamento della procedura, e tenuto altresì conto della progressiva diffusione dello strumento fra i clienti finali. Nel 2014 l’Autorità ha adottato²³⁹, fra l’altro, le seguenti misure, che sono operative dall’1 luglio 2015:

- l’estensione ai *prosumer* (produttori e consumatori), da un lato, del Servizio conciliazione per le controversie nei confronti di venditori, distributori e GSE; dall’altro, per le sole controversie, in qualità di produttori nei confronti dei gestori della rete, della procedura giustiziale di reclamo presso l’Autorità²⁴⁰;
- l’introduzione di un obbligo partecipativo per gli esercenti la maggior tutela, i distributori e il GSE, quest’ultimo limitatamente alle materie regolate (scambio sul posto e ritiro dedicato);
- l’ampliamento delle ipotesi di chiamata del distributore in qualità di ausilio tecnico da parte del venditore;
- l’ottimizzazione di alcune fasi procedurali antecedenti al primo incontro conciliativo presso il Servizio conciliazione, al fine di concedere più tempo alle parti per raggiungere l’accordo;

²³⁸ Con la delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com e s.m.i.

²³⁹ Con la delibera 605/2014/E/com, preceduta dal documento per la consultazione 31 luglio 2014, 377/2014/E/com.

²⁴⁰ Definita dalla delibera 18 maggio 2012, 188/2012/E/com e s.m.i.

- la convocazione di appositi incontri tecnici con gli *stakeholders*.

Nei primi due anni di sperimentazione (1 aprile 2012 – 31 marzo 2015), il Servizio conciliazione ha ricevuto un totale di 2.506 richieste di attivazione. Il principale canale di accesso è stato quello delle associazioni dei clienti finali domestici (45%). Al canale degli altri delegati, diversi dalle associazioni, è riconducibile il 33% di richieste; il cliente finale ha attivato direttamente il Servizio conciliazione nel 22% dei casi.

La maggior parte di richieste di attivazione del Servizio conciliazione ha riguardato clienti finali domestici e il settore dell'energia elettrica. Dall'aggregazione dei dati si ricava, inoltre, la prevalenza del cliente domestico sia nel settore elettrico (69%), sia in quello gas (90%).

Per le materie oggetto delle controversie, la cui indicazione è rimessa alla discrezionalità del cliente finale, emerge che il 68% delle richieste di attivazione del Servizio conciliazione ha avuto ad oggetto controversie attinenti alla materia della fatturazione, che comprende, fra l'altro, contestazioni relative a conguagli, letture, autoletture, consumi, periodicità di fatturazione, rettifica di fatturazione, misura.

Con riferimento al valore stimato della controversia, esso è stato indicato nel 57% delle controversie azionate: di queste, il 64% non ha superato i 2.000 € (soglia delle *small claims* ai sensi del Regolamento (CE) 861/2007 dell'11 luglio 2007, che istituisce il procedimento europeo per le controversie di modesta entità).

La percentuale di richieste di attivazione ammesse al Servizio conciliazione è pari al 76%; i casi di inammissibilità (21%) sono principalmente riconducibili alla non avvenuta trasmissione della documentazione da allegare alla richiesta di attivazione e al mancato rispetto delle tempistiche procedurali. L'1% del totale, infine, è stato oggetto di rinuncia da parte dell'attivante.

L'adesione dell'operatore (esercente la vendita o distributore) alla procedura attivata dal proprio cliente avviene su base volontaria, a meno che l'operatore medesimo non si sia impegnato alla partecipazione biennale al Servizio tramite iscrizione nell'apposito elenco ADR pubblicato nel sito web dell'Autorità. A oggi, l'adesione in elenco, con impegno a partecipare, riguarda 23 operatori, tra i quali figurano anche quattro operatori di rilievo. Ciò premesso, nel 44% delle richieste ammesse, l'operatore ha aderito alla procedura (confermando, inoltre, la *best practice* di sospendere, in corso di procedura, le eventuali azioni di recupero dei crediti vantati): tali controversie si sono concluse con esito positivo nell'88% dei casi, percentuale che arriva al 92% se si prendono in considerazione gli operatori iscritti nell'elenco ADR. Il 56% di non adesioni, invece, è riconducibile principalmente a tre grandi operatori, uno dei quali si è impegnato ad aderire per un biennio alle procedure presso il Servizio conciliazione entro sei mesi dalla comunicazione del provvedimento²⁴¹ che ne ha approvato gli impegni a chiusura di uno specifico procedimento sanzionatorio.

In tema di informazione, è stata arricchita la pagina web del sito internet dell'Autorità con uno specifico *tutorial* (operativo da febbraio 2015) che accompagni il cliente nell'utilizzo della piattaforma *on line* del Servizio conciliazione e con una sezione con i dati sull'andamento semestrale del Servizio medesimo. In tutto il 2014, risultano circa 50.000 visualizzazioni di pagine relative alla conciliazione (e circa 13.000 nel I trimestre del 2015), con riferimento sia all'apposita pagina del sito web dell'Autorità, compreso l'elenco ADR, sia all'*Atlante dei diritti del consumatore*

²⁴¹ Si tratta della delibera 16 ottobre 2014, 492/2014/S/gas.

di energia; mentre per quanto riguarda le chiamate al *call center* dello Sportello, nel 2014, si sono registrate 18.286 richieste di informazioni in merito alla conciliazione (4.722 nel I trimestre 2015).

Relativamente alle altre procedure di risoluzione stragiudiziale delle controversie, specifiche per i settori energetici, l'Autorità continua a sostenere e a monitorare le conciliazioni paritetiche, da un lato, attraverso la formazione del personale delle associazioni dei consumatori e il riconoscimento di un contributo alle associazioni medesime in caso di conclusione della procedura con esito positivo; dall'altro, per mezzo della valutazione di specifici report trasmessi annualmente dai principali operatori che hanno sottoscritto i protocolli d'intesa con le associazioni dei clienti finali.