



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



Relazione 406/2014/I

RELAZIONE ANNUALE
ALL'AGENZIA INTERNAZIONALE PER LA COOPERAZIONE
FRA I REGOLATORI NAZIONALI DELL'ENERGIA
E ALLA COMMISSIONE EUROPEA
SULL'ATTIVITÀ SVOLTA E I COMPITI
DELL'AUTORITÀ PER L'ENERGIA ELETTRICA IL GAS
E IL SISTEMA IDRICO

31 luglio 2014

INDICE

1	Prefazione	4
2	Sommario/Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale nel 2013	5
3	Il mercato elettrico.....	18
3.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	18
3.1.1	Unbundling.....	18
3.1.2	Regolamentazione tecnica.....	20
3.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti.....	37
3.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	42
3.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	47
3.2	Promozione della concorrenza	48
3.2.1	Mercati all'ingrosso.....	48
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	55
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	59
3.2.2	Mercati al dettaglio.....	61
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	70
3.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	80
3.3	Sicurezza delle forniture	87
3.3.1	Monitoraggio del bilancio tra domanda e offerta di energia elettrica.....	87
3.3.2	Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture.....	87
3.3.3	Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta	89
4	Il mercato del gas naturale	90
4.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	90
4.1.1	Unbundling.....	90
4.1.2	Regolamentazione tecnica.....	91
4.1.3	Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione	112
4.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	122
4.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	124

4.2	Promozione della concorrenza	125
4.2.1	Mercati all'ingrosso.....	125
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	130
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..	138
4.2.2	Mercati al dettaglio.....	140
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...	146
4.2.2.2	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, indagini, ispezioni e imposizioni di misure per la promozione della concorrenza	153
4.3	Sicurezza delle forniture	156
5	Protezione dei consumatori e risoluzione delle controversie nell'elettricità e nel gas	157
5.1	Protezione dei consumatori.....	157
5.2	Gestione delle controversie	166

1 PRAFAZIONE

Il presente documento dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico fornisce all'Agenzia per la cooperazione fra i regolatori dell'energia (ACER) e alla Commissione europea un rapporto sull'attività svolta e sull'esecuzione dei suoi 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, questa ultima per gli aspetti di competenza del regolatore nazionale.

La decisione di liberalizzare i mercati energetici a vantaggio dei prezzi delle forniture e di percorrere traiettorie sostenibili per l'ambiente, coniugandole con l'imprescindibile sicurezza degli approvvigionamenti per il continente, sono di chiara matrice europea. Senza simili decisioni sovranazionali di impulso, difficilmente gli Stati membri si sarebbero dati obiettivi tanto ambiziosi, e proprio per questo, faticosi da raggiungere.

Rispetto alle incertezze derivanti da un orizzonte "ampio e lungo" non esiste alcuna assicurazione. L'unico modo per gestirle è quello di stringere relazioni e rapporti di solidarietà e coesione con gli altri Paesi che vivono, sebbene con altri punti di vista, di forza e di debolezza, le stesse nostre incertezze sul futuro.

Da qui l'inestimabile valore aggiunto portato dall'integrazione dei mercati, delle infrastrutture, dei sistemi così come dalla cooperazione fra istituzioni che si occupano di regolazione e politica energetica. Ed 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, e il presente rapporto ne offre una concreta testimonianza.

Milano, 31 luglio 2014

IL PRESIDENTE

Guido Bortoni



2 SOMMARIO/PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NATURALE NEL 2013

Principali novità nell'ambito della legislazione energetica

Nel corso del 2013 vi sono stati numerosi e significativi interventi normativi nell'ambito della legislazione energetica.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 27 febbraio 2013, n. 65, ha definito un **meccanismo per la valutazione e il monitoraggio del Piano di sviluppo delle reti di trasporto gas**. Secondo il 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.

Il decreto legge 4 giugno 2013, n. 63¹, è invece intervenuto nel settore della riqualificazione e dell'**efficienza energetica del patrimonio immobiliare italiano**, pubblico e privato, allo scopo di chiudere alcune procedure di infrazione, avviate dall'Unione europea nei confronti dell'Italia, in ordine al parziale recepimento della direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia.

Un altro intervento normativo di rilievo per i settori di competenza dell'Autorità è rappresentato dal c.d. "decreto del fare"². Quest'ultimo: ha ristretto la **platea dei soggetti nei cui confronti l'Autorità definisce dei prezzi di riferimento**; sul versante delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione gas, nei casi in cui gli enti locali concedenti non abbiano rispettato i termini per l'effettuazione delle gare stesse, ha stabilito che il gestore debba versare il 20% degli oneri spettanti agli enti stessi³ in un apposito capitolo della Cassa conguaglio per il settore elettrico, oneri che sono destinati alla riduzione delle tariffe di distribuzione dell'ambito corrispondente.

La c.d. "legge di stabilità"⁴ ha stabilito che il Ministero dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità e sentito il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, definisca un sistema di remunerazione di capacità produttiva in grado di fornire gli adeguati servizi di flessibilità, il c.d. **capacity payment**, nella misura strettamente necessaria a garantire la sicurezza del sistema elettrico e la copertura dei fabbisogni effettuata dai gestori di rete, e senza aumento

¹ Convertito con modificazioni nella legge 3 agosto 2013, n. 90, recante *Disposizioni urgenti per il recepimento della direttiva 2010/31/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 maggio 2010, sulla prestazione energetica nell'edilizia per la definizione delle procedure d'infrazione avviate dalla Commissione europea, nonché altre disposizioni in materia di coesione sociale*.

² Cioè il decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito con modificazioni nella legge 9 agosto 2013, n. 98, recante *Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia*.

³ Si tratta degli oneri di cui all'art. 8, comma 4, del decreto ministeriale n. 226 del 2011, cioè della quota parte della remunerazione del capitale di località relativo ai servizi di distribuzione e misura, nonché della relativa quota di ammortamento annuale.

⁴ Legge 27 dicembre 2013, n. 147 recante *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato*.

dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali. Sul fronte della distribuzione gas, al fine di consentire il **completamento del programma di metanizzazione del Mezzogiorno**, è stata autorizzata la concessione di contributi in conto capitale a determinati Comuni e ai loro consorzi, a valere sulle risorse del Fondo per lo sviluppo e la coesione, relative alla programmazione nazionale 2014-2020. Intervenendo sulla disciplina contabile applicabile alle Autorità indipendenti, la stessa legge ha richiesto loro il rispetto dei vincoli di finanza pubblica individuando, però, secondo i rispettivi ordinamenti, misure di contenimento della spesa, anche alternative rispetto alle vigenti disposizioni in materia di finanza pubblica a esse applicabili.

Infine, anche il decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145⁵, contiene numerose e rilevanti disposizioni in materia energetica. Nello specifico, la norma ha previsto:

- che l'Autorità aggiorni i **criteri per la determinazione dei prezzi di riferimento** per le forniture destinate ai clienti finali non riforniti sul mercato libero, tenendo conto delle mutazioni intervenute nell'effettivo andamento orario dei prezzi dell'energia elettrica sul mercato;
- che i **prezzi minimi garantiti**, definiti dall'Autorità, siano pari, per ciascun impianto, al prezzo zonale orario nel caso in cui l'energia ritirata sia prodotta da impianti che accedono a incentivazioni a carico delle tariffe elettriche sull'energia prodotta, a eccezione dell'energia elettrica immessa da impianti fotovoltaici di potenza nominale fino a 100 kW e da impianti idroelettrici di potenza elettrica fino a 500 kW;
- una **riduzione della componente A₃** della bolletta energetica, attraverso una possibile alternativa offerta ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficino di incentivi sotto diverse forme; in altri termini, i produttori possono continuare a godere del regime incentivante spettante per il periodo di diritto residuo, oppure optare per una rimodulazione dell'incentivo, consistente nella fruizione di un incentivo ridotto di una percentuale specifica, a fronte però di una proroga di sette anni del periodo di incentivazione. La percentuale di riduzione, specifica per ciascuna tipologia di impianto, sarà definita con decreto del Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, previo parere dell'Autorità;
- che, al fine di promuovere la competitività delle imprese industriali, i corrispettivi a copertura degli **oneri generali di sistema applicati al consumo di gas** (e i criteri di ripartizione dei medesimi oneri a carico dei clienti finali) siano rideterminati dall'Autorità, tenendo conto della definizione di imprese a forte consumo di energia, secondo gli indirizzi emanati dal Ministero dello sviluppo economico;
- che l'Autorità identifichi le **componenti di base di costo** che dovranno essere esplicitate nelle offerte per consentire ai consumatori di sfruttare le occasioni offerte dalla liberalizzazione dei mercati energetici, **rendendo quindi più facilmente confrontabili le offerte** contrattuali rivolte ai clienti finali per l'acquisto di gas o energia elettrica;
- che l'Autorità promuova **l'installazione dei contatori elettronici** e provveda affinché i dati di lettura dei contatori stessi siano resi disponibili ai clienti in forma aggregata e puntuale, in modo da consentire la facile lettura, da parte del cliente, dei propri dati di consumo e garantire la corrispondenza tra i consumi fatturati e quelli effettivi;

⁵ Convertito con modificazioni nella legge 21 febbraio 2014, n. 9, recante *Interventi urgenti di avvio del Piano destinazione Italia, per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC Auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed Expo 2015*.

- che il Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità, avvii un processo di **progressiva copertura del fabbisogno delle isole minori** non interconnesse attraverso lo sviluppo di energia da fonti rinnovabili e definendo gli obiettivi temporali e le modalità di sostegno degli investimenti, anche attraverso la componente tariffaria UC;
- un intervento di carattere pro-concorrenziale, diretto, nello specifico, a sopprimere la norma che prevedeva l'assegnazione tramite gara, da parte della Regione Sardegna, di una concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis. Conseguentemente, il decreto ha attribuito alla Regione Sardegna la facoltà di bandire, entro il 30 giugno 2016, una **gara per realizzare una centrale termoelettrica a carbone** da realizzare sul territorio del Sulcis Iglesiente. Al vincitore della gara è assicurato l'acquisto, da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE), dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete dall'impianto, fino al ventesimo anno di esercizio, al prezzo di mercato maggiorato di un **apposito incentivo**. Gli oneri derivanti saranno posti a carico del sistema elettrico italiano, con corrispondente prelievo sulle tariffe elettriche, secondo modalità definite dall'Autorità;
- un insieme di norme per dare **impulso all'indizione delle gare di ambito** per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas e altre per **favorire la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio gas** (completando le disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130);
- che, per **favorire lo sviluppo del Mercato a termine del gas** gestito dal GME, qualsiasi soggetto che immette gas nella rete nazionale – e la cui quota superi il 10% - sia soggetto, dall'1 gennaio 2014 e per un periodo di tre anni, all'obbligo di offerta su tale mercato di un volume di gas corrispondente al 5% del totale annuo immesso, con contestuale offerta di acquisto sul medesimo mercato per un pari quantitativo e con una differenza di prezzo tra prezzo di vendita e prezzo di acquisto non superiore a un valore definito dal Ministero dello sviluppo economico, su proposta dell'Autorità.

Sviluppi nel mercato elettrico

Principali novità nella regolazione

Nel corso del 2013 l'Autorità ha adottato numerosi provvedimenti per il settore elettrico. I principali sono sintetizzati nel seguito.

È proseguito il processo di revisione della normativa *unbundling* attualmente in vigore e, nello stesso ambito, sono state emanate le disposizioni finali sugli obblighi di separazione contabile del Gestore dei servizi energetici (GSE). Nel mese di aprile è stata adottata la decisione finale di certificazione di Terna, in qualità di gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica in regime di separazione proprietaria.

Diversi provvedimenti sono stati presi per aumentare l'efficienza del servizio di dispacciamento elettrico, tra cui: modifiche alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi con la finalità di minimizzare il rischio che gli operatori, in situazioni di vulnerabilità del sistema, potessero trovare conveniente adottare comportamenti non efficienti e l'introduzione di un nuovo meccanismo per la misurazione e la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza fornito dalle unità di produzione. Parallelamente, l'Autorità ha avviato una revisione organica delle discipline inerenti gli sbilanciamenti effettivi, la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità, i servizi di interrompibilità.

Si sono svolte alcune attività per l'introduzione sperimentale sulla Rete di Trasmissione Nazionale di sistemi di accumulo (SdA), finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili (SdA c.d. *energy intensive*) e a incrementare le caratteristiche di sicurezza e le capacità di difesa delle reti medesime (SdA c.d. *power intensive*).

Relativamente al quadro regolatorio per le energie rinnovabili le novità hanno riguardato la regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di Sistemi semplici di produzione e consumo e nel caso di reti private; la definizione del valore dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW per i quali è consentito l'accesso al ritiro dedicato; nuovi interventi relativi agli impianti di generazione distribuita per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Sono inoltre stati avviati un procedimento per la revisione delle tariffe domestiche e la sperimentazione tariffaria per pompe di calore utilizzate come sistema unico di riscaldamento.

Coordinamento internazionale

Visti i risultati positivi in termini di efficienza economica nell'allocazione della capacità transfrontaliera, il *market coupling* Italia-Slovenia è stato adottato in modo permanente: l'Autorità ha infatti approvato nel dicembre 2013 gli accordi per la sua prosecuzione dal 2014 in avanti.

Terminata la fase di consultazione, l'Autorità ha concluso nel maggio 2013 la propria attività nel procedimento di valutazione del Piano decennale 2012 di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale trasmettendo il suo parere al Ministro dello sviluppo economico e alla società Terna. Il Piano verrà pubblicato sul sito internet dell'Autorità dopo l'approvazione del Ministro.

Nel corso del 2013 l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei sia a livello multilaterale, attraverso l'ACER, il CEER e le Iniziative regionali, sia attraverso incontri bilaterali organizzati *ad hoc* per approfondire le tematiche di comune interesse. Con riferimento al settore elettrico, per l'anno appena trascorso si segnala un particolare coinvolgimento dell'Autorità nell'attività di analisi dei Codici di rete europei riguardanti: l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (CACM); la connessione con la rete; la sicurezza nella gestione dei sistemi elettrici. L'Autorità ha inoltre assunto la leadership, insieme con ACER e con il regolatore francese, dell'attività di redazione delle *Linee guida* sull'integrazione dei mercati del bilanciamento. Sempre in ambito ACER si segnala l'intensa attività svolta nel 2013 con riferimento al Pacchetto infrastrutture. All'Autorità italiana in collaborazione con quella tedesca, è stato inoltre affidato il compito di coordinare le attività relative alla preparazione della *roadmap* per l'implementazione del *day-ahead market coupling* con l'obiettivo finale di raggiungere, entro il 2014, l'accoppiamento (*coupling*) dei mercati del giorno prima a livello europeo.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

I dati provvisori diffusi da Terna mostrano come, nel 2013, i consumi di energia elettrica siano diminuiti del 3,4%, passando dai 307 TWh del 2012 a 297 TWh del 2013. La riduzione dei consumi si è rivelata ben maggiore della diminuzione del PIL, che nello stesso periodo ha registrato una contrazione dell'1,9%. Anche nel 2013, la produzione netta ha coperto l'87,5% del fabbisogno nazionale, con 44,3 TWh di importazioni che hanno consentito di coprire la restante parte della domanda. In diminuzione del 5,5% si sono rivelate anche le esportazioni, che quest'anno si sono fermate a 2.178 GWh. Il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo alla fine di luglio, quando ha raggiunto 53,9 GW. Più precisamente, la **produzione nazionale** lorda è risultata di 287 TWh, in diminuzione del 3,8% rispetto al 2012. Essa registra dunque un calo per il secondo anno consecutivo, il più forte dalla crisi del 2008-2009. In particolare, la produzione termoelettrica

ha segnato un crollo del -13%; la crescita della fonte rinnovabile si è invece mantenuta sostenuta (+17% tra il 2012 e il 2013). Da soli, gas e rinnovabili assicurano il 76% della produzione. L'indice di Herfindahl-Hirschman sulla generazione lorda risulta, comunque, in diminuzione per l'ennesimo anno, con un valore di 830.

La massima **capacità di generazione** netta installata al 31 dicembre 2013 risulta pari a 124,3 GW, mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 98,6 GW. Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono due: Enel (31,1%) ed Edison (5,2%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 41,2% in diminuzione di quasi 2 punti percentuali rispetto al 2012. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato rispetto al 2012.

Nel 2013 la quantità di energia elettrica acquistata nella **Borsa elettrica** è stata pari a 289,2 TWh, in calo del 2,9%⁶ rispetto al 2012 (298,7 TWh), prolungando così il trend decrescente avviatosi nel 2010 e raggiungendo il minimo storico dalla partenza del mercato. Nonostante il calo degli acquisti, gli scambi di Borsa hanno fatto registrare un deciso aumento nel 2013 rispetto al 2012, attestandosi a circa 207 TWh (+16,1%). La crescita dei volumi di Borsa ha trascinato la liquidità del mercato che è passata dal 59,8% del 2012 al 71,6% del 2013. Il prezzo medio di acquisto dell'energia registrato in Borsa è stato pari a 62,99 €/MWh, con una flessione, rispetto al 2012, del 16,6%. Il ribasso è risultato particolarmente significativo soprattutto nelle ore di picco, dove il PUN è sceso al minimo storico (70,97 €/MWh, -17,7% rispetto all'anno precedente). Anche nelle ore di fuori picco la flessione dei prezzi è stata considerevole, seppur meno consistente, con i prezzi che sono scesi mediamente a 59,40 €/MWh (-14,9% sull'anno precedente). La contrazione dei consumi elettrici, unita al rafforzamento dell'offerta proveniente da fonti a costo variabile nullo, ha favorito una lieve riduzione della concentrazione e del potere di mercato, come evidenziato da un miglioramento di parte degli indicatori di competitività considerati. Pur confermandosi un mercato con dinamiche proprie, la Borsa elettrica italiana ha fatto registrare la flessione più importante tra le principali Borse europee (-16,6%). Tale flessione si è tradotta in una crescente convergenza fra i prezzi in Italia e quelli delle altre principali Borse, seppure persista una distanza ancora importante tra i corrispondenti livelli di prezzo.

Come si è detto, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i **consumi totali** (al netto delle perdite) sono risultati nel 2013 pari a circa 297 TWh, poco più di 10 TWh in meno di quelli consumati nel 2012 (-3,4%). Un'analisi dei dati relativi agli impieghi consente di evidenziare come i consumi si siano ridotti in tutti i settori, in particolare nel comparto industriale (-4,7%), ma anche nel settore domestico (-4,3%). Il **numero di venditori** di energia elettrica è cresciuto nel 2013 di 50 unità, tutte sul mercato libero. Tale numero è in costante espansione dal 2007, anno di completa apertura del mercato, per l'ingresso di nuovi attori provenienti dai settori contigui (segnatamente la vendita di gas), ma anche da altri. Il trend di crescita non si è interrotto nemmeno negli anni più recenti, nonostante sia ormai dal 2008 che i volumi complessivamente venduti sono invece in calo, anche se aumentano i punti di prelievo.

Nel **servizio di maggior tutela**, i volumi di vendita sono diminuiti quasi del 9% rispetto al 2012. Le ragioni di tale diminuzione risiedono nella fase congiunturale che nel 2013 è rimasta sostanzialmente negativa, spingendo i consumatori a risparmiare sui costi dell'energia in parte tramite una riduzione dei consumi, ma in parte anche attraverso lo spostamento nel mercato

⁶ La variazione rispetto all'anno precedente è calcolata sugli acquisti medi orari in considerazione del fatto che il 2012 è stato un anno bisestile.

libero, alla ricerca di condizioni di prezzo più favorevoli. In effetti, la perdita di clienti su questo mercato, quantificabile in circa 1,2 milioni punti di prelievo, unitamente a quella osservata nel servizio di salvaguardia (-20.000 punti di prelievo rispetto al 2012), è stata più che compensata dall'incremento del numero di clienti sul mercato libero, salito di oltre 1,5 milioni di unità. Anche la netta riduzione dei consumi medi per tutte le tipologie di clienti (con l'unica eccezione della salvaguardia, per motivi diversi) parrebbe un'ulteriore conferma di questa ipotesi: i consumatori aumentano e quelli nuovi entrano direttamente nel libero, dove anche quelli "vecchi" si spostano sempre di più nel tentativo di trovare condizioni migliori; tutti comunque consumano sempre di meno, forse perché cambia progressivamente la dotazione dei beni durevoli e/o si è sempre più attenti alle questioni ambientali, ma – molto probabilmente – anche per ridurre la spesa energetica. Nel 2013 l'energia venduta nel **servizio di salvaguardia** è diminuita quasi del 15%, così come il numero di clienti serviti si è ridotto quasi del 18%. La contrazione dei prelievi sembrerebbe pressoché interamente dovuta alla riduzione della platea servita in questo mercato che, dopo aver assorbito punte dovute alla crisi economica delle imprese, sembra essere tornato su livelli più fisiologici. Viceversa, l'elettricità fornita nel 2013 sul **mercato libero** ha subito una lievissima contrazione (-0,1%), nonostante il forte aumento (+17,3%) dei clienti serviti. La sostanziale stabilità dei quantitativi venduti sul mercato libero è integralmente dovuta alla notevole crescita che in questo mercato ha registrato il settore domestico: l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero risulta infatti aumentata del 15,6% (+22,5% il numero di punti serviti). Anche nel 2013, invece, i consumi non domestici hanno registrato una diminuzione in tutti i mercati: -8,7% nella maggior tutela, -14,6% nella salvaguardia e -2,6% nel libero. Complessivamente, quindi, nel 2013 il servizio di tutela ha acquisito il 25% di tutta l'energia venduta al mercato finale (26% nel 2012), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito il 2% (lo stesso che nel 2012) e il mercato libero ne ha acquistato il 73% (contro il 72% del 2012).

Sulla base dei dati raccolti, lo **switching** complessivo nel mercato elettrico sembra essersi stabilizzato intorno ai valori degli ultimi anni. Anzi, in termini di volumi, il valore del 2013 ricalca esattamente quello del 2012: il tasso complessivo è risultato infatti pari al 26,4% come l'anno precedente. Nel 2013, però, ha coinvolto una quota maggiore della clientela, pari al 9%. Nel 2013 la percentuale di clienti domestici che ha cambiato fornitore è risultata pari al 7,4%, corrispondente a una quota di energia che ha raggiunto quasi il 10%.

Analizzando le **quote di mercato** nel settore della vendita a clienti finali, emerge come il mercato della maggior tutela si mantenga fortemente concentrato, nonostante al suo interno operino 136 esercenti. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato pari all'85,7%; seguono Acea Energia (4,3%), A2A Energia (3,7%) e Iren Mercato (1,3%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%; insieme questi coprono meno del 5% del servizio di maggior tutela. Il gruppo Enel, che come si è visto domina in modo assoluto il segmento tutelato del mercato finale elettrico, è decisamente meno importante nel segmento libero, seppure anche qui mantiene la prima posizione. Nel 2013, infatti, la sua quota di vendita a clienti liberi ha di nuovo toccato un punto di minimo relativo (17,7%), inferiore anche al valore del 2010 (19%), finora registrato come il più basso. Lo scorso anno, inoltre, si è accorciata la distanza con il secondo gruppo, Edison, la cui incidenza si è invece accresciuta rispetto al 2012, essendo passata dal 9% al 9,9%. Lo stesso è accaduto al gruppo Eni, che dal 5% del 2012 è salito al 5,5%. Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero è comunque complessivamente diminuito: la quota dei primi dieci gruppi in termini di volumi venduti si è ridotta di 4,5 punti percentuali, essendo scesa al 56,9% dal 61,4% del 2012. Nel mercato *retail* complessivo i gruppi societari che nel 2013 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 2: Enel con il 34,9% (aveva il 37,9% nel 2012) ed Edison con il 7,3% (6,4% nel 2012). Seguono il gruppo Eni, con una quota di mercato

del 4,1%, ed Acea (3,9%). I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 66% delle vendite complessive.

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2013 i **reclami**, le **richieste di informazione** e le **segnalazioni** relativi al settore elettrico sono stati 27.524 (pari al 63% del totale). Si rileva un aumento rispetto al 2012, quando le medesime comunicazioni erano pari al 55% del totale. Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2013 sono i seguenti: fatturazione 7.163 (28%), mercato 5.507 (19%), bonus 4.791 (14%), contratti 5.710 (19%), qualità tecnica 700 (8%), allacciamenti e lavori 1.388 (5%).

Sviluppi nel mercato gas

Principali novità nella regolazione

Nel corso del 2013, come previsto dalla normativa comunitaria e nazionale, l'Autorità ha provveduto alla certificazione dei gestori di trasporto del gas: Snam Rete Gas e Società Gasdotti Italia in qualità di gestori del sistema di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria, Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestore del trasporto indipendente del gas naturale.

Nell'ottobre del 2013, è stata completata l'evoluzione del Mercato del bilanciamento. Dal precedente assetto semplificato, che prevedeva come unica risorsa utile alla chiusura delle posizioni degli operatori lo stoccaggio gestito dalla società Stogit, si è passati alla nuova disciplina in cui ulteriori risorse, in particolare le altre risorse di stoccaggio, le importazioni e la rigassificazione, possono contribuire al bilanciamento della rete. La disciplina definisce, inoltre, nuove modalità di determinazione del prezzo di sbilanciamento, applicato agli utenti a partire dalla data di attivazione della nuova sessione di bilanciamento, che si svolge il giorno precedente a quello di flusso (sessione di mercato *locational*). La determinazione del prezzo di sbilanciamento e la struttura scelta per il mercato *locational* tengono conto, da un lato, dei principi contenuti nel *Network Code Balancing* europeo, dall'altro, della situazione reale dei mercati e della concorrenza, nonché della necessaria gradualità nell'introduzione delle nuove misure.

La regolazione posta in essere dall'Autorità procede per "periodi regolatori", nel senso che per ciascuna materia di regolazione essa stabilisce non soltanto le regole, ma anche un determinato periodo di tempo per la loro validità, superato il quale procede alla revisione complessiva delle norme fissate. Nel 2013 sono giunti a scadenza numerosi periodi regolatori del settore gas e precisamente quelli relativi a: qualità del trasporto, qualità (tecnica e commerciale) dei servizi di distribuzione e misura, criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento, criteri per la determinazione delle tariffe di rigassificazione del GNL, criteri per la determinazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura. Per tutti questi temi, nel corso del 2013 l'Autorità ha posto in consultazione (spesso in più fasi) i propri orientamenti in tema di revisione della regolazione vigente, sottoponendola, in qualche caso, anche alla metodologia AIR. Al termine della consultazione, ha adottato una nuova disciplina. I nuovi provvedimenti hanno per lo più confermato la regolazione previgente, risolvendo però le maggiori criticità emerse.

Tra le novità introdotte nella regolazione sono da segnalare in particolare i provvedimenti in materia di gare l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale e per la valutazione delle offerte, che l'Autorità ha adottato in attuazione delle disposizioni di un decreto del Ministero dello sviluppo economico.

Coordinamento internazionale

Nel 2013 l'attività internazionale nel settore del gas dell'Autorità – in collaborazione con il Ministero dello sviluppo economico e con le altre istituzioni internazionali coinvolte – ha riguardato innanzitutto la procedura di esenzione all'accesso dei terzi per il gasdotto TAP che per l'Italia rappresenta un'importante opportunità per la sicurezza degli approvvigionamenti, per la diversificazione delle fonti e per un ulteriore sviluppo della concorrenza. Inoltre, il nuovo collegamento con la Grecia e l'Albania, e quindi con i Balcani, aprirà l'accesso a mercati nuovi ed emergenti, attraverso la possibilità di movimentare gas, tramite prenotazioni di capacità, anche in controflusso.

Con decreto 25 giugno 2013, il Ministro dello sviluppo economico ha recepito le integrazioni delle richieste della Commissione europea, relativamente alla concessione dell'esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi a favore di TAP AG. Nella *Final Joint Opinion* l'accettazione della richiesta di esenzione della società TAP AG è stata subordinata a una serie di condizioni. Nel mese di ottobre 2013, dopo aver espresso parere favorevole al Ministero in merito alla conferma dell'esenzione rilasciata a favore di TAP AG, l'Autorità ha approvato la proposta di Codice tariffario della società TAP AG contemporaneamente alle Autorità nazionali di regolazione di Albania (ERE) e Grecia (RAE).

Come nel settore elettrico, inoltre, l'Autorità ha continuato a collaborare con gli altri regolatori europei sia a livello multilaterale, attraverso l'ACER, il CEER e le Iniziative regionali, sia attraverso incontri bilaterali organizzati *ad hoc* per approfondire le tematiche di comune interesse.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Nonostante i primi segnali di ripresa dell'economia, per tutto lo scorso anno le condizioni economiche sono rimaste molto difficili in Italia, specie per le aziende di più piccole dimensioni e per quelle del settore dei servizi. La riduzione dei consumi e delle produzioni hanno messo in difficoltà, per tutto il 2013, tutti i settori energetici, compreso quello del gas. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il **consumo interno lordo** si è fermato a 70,1 G(m³), registrando così un'altra diminuzione, la terza consecutiva, del 6,5% rispetto all'anno precedente, e tornando su valori rilevati tra il 1999 e il 2000.

Con la domanda finale in netta riduzione non stupisce che anche la **produzione nazionale** nel 2013 sia stata mantenuta bassa: dopo tre anni di lievi aumenti, infatti, lo scorso anno si è fermata a 7,7 G(m³), un valore del 10% inferiore a quella del 2012. L'85% circa di tutta la produzione nazionale è 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.

La contrazione dei consumi ha contribuito all'ulteriore e significativa riduzione delle **importazioni** (-8,5%), con un calo di 5,8 G(m³). Le esportazioni invece, seppure ancora trascurabili, hanno evidenziato un altro buon incremento, passando da 139 M(m³) a 228 M(m³). Le importazioni nette, quindi, sono risultate pari a 61,7 G(m³). Diversamente dai tre anni precedenti, nel 2013 non si è assistito a un incremento delle scorte: anzi, dagli stoccaggi sono stati prelevati 0,6 G(m³). Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore dei consumi nazionali nel 2013 è risultato pari a 68,2 G(m³), un valore del 6,5% più basso del 2012 e simile a quello registrato tra il 1999 e il 2000. Per la prima volta da diversi anni il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) si è ridotto di due punti percentuali, essendo sceso all'88,4% dal 90,4% del 2012. Si è assistito a una significativa discesa nei volumi da quasi tutti i Paesi di origine del gas importato in Italia: spicca, in particolare, la caduta dei quantitativi provenienti dall'Algeria, che sono stati in

parte compensati dai maggiori flussi provenienti dalla Russia. Il 4,6% del gas complessivamente procurato all'estero, cioè 2,8 G(m³), è stato acquistato presso le Borse europee.

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'81,5% del gas entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'82,5% di tutto il gas approvvigionato. Come in passato, tale quota è in aumento (era 77,7% nel 2012), per l'incremento delle quote di Eni ed Edison non compensato dalla riduzione della quota di Enel. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota analoga a quella del gas approvvigionato. Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, che nel 2013 – in controtendenza rispetto alla media nazionale – ha importato il 6,2% in più del gas acquistato nel 2012, cioè 30,8 G(m³). Per questo la sua quota di mercato è salita al 49,9% (49,7% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), ancora una volta, superiore a quella registrata nell'anno precedente. Dal 2011, cioè dalla fine dell'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, l'incidenza di Eni nell'approvvigionamento di gas sale di anno in anno ed è ora tornata quasi alla metà dell'intero mercato, dal minimo storico del 39,2% toccato nel 2010. L'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2013 secondo la durata intera evidenzia una struttura ancora piuttosto lunga, seppure in un mercato che si restringe, per cui i volumi, col passare del tempo, sono sempre più bassi. Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2013 si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va lentamente accorciando: il 60% degli accordi scadrà entro i prossimi dieci anni e il 27% di essi esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Da sottolineare, inoltre, l'azzerarsi della quota relativa ai contratti con durata residua compresa tra 10 e 15 anni.

Nel 2013 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 risultata in lieve aumento (1,3%), avendo raggiunto 180,6 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 106,8 G(m³) in aumento del 5,6% rispetto al 2012, il mercato al dettaglio ne ha movimentati 63,3 G(m³) registrando un calo dell'1,9% rispetto al 2012, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 10,5 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 (21%), Edison (10,9%), GdF Suez (10,8%), Royal Dutch Shell (8,1%) ed Enel (7,1%). I primi tre gruppi coprono insieme il 42,7% della domanda totale, una quota superiore di 1,2 punti percentuali rispetto a quella dello scorso anno.

L'avvio del **mercato spot** del gas naturale, con il Gestore dei mercati energetici (GME) che svolge il ruolo di controparte centrale, è avvenuto nell'ottobre 2010, con la nascita della M-GAS. Su tale mercato gli operatori possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. A tutt'oggi, esso si articola in: MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo; MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso e – dal settembre 2013 – MT-GAS (Mercato a termine del gas). Infatti, 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). 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).

Nel corso dell'anno 2013, sull'MGP-GAS la fase di negoziazione in modalità continua ha visto soltanto quattro sessioni, su 364 disponibili, con almeno un abbinamento per un totale di 13.300 MWh scambiati, in calo del 90% rispetto al 2012. Il prezzo medio che si è registrato è stato di 26,80 €/MWh, anch'esso in calo rispetto all'anno precedente del 6,6%. Anche il MI-GAS, il 2013 è stato caratterizzato da un numero ridotto di scambi con quattro sessioni utili contro le 15 del 2012. Il prezzo medio registrato è stato pari a 27,52 €/MWh, in calo del 5,3% rispetto all'anno precedente a fronte di volumi transitati pari a 3.800 MWh, contro i 36.120 MWh del 2012.

Dalla fine del 2011 è entrata in esercizio la **Piattaforma per il bilanciamento gas**, gestita dal GME, che 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. La partecipazione obbligatoria dei titolari di capacità di stoccaggio, unita alla presenza di Snam Rete Gas in qualità di Responsabile del bilanciamento, ha permesso una movimentazione di gas decisamente più elevata rispetto agli altri mercati gestiti dal GME. Anche nel 2013 la PB-GAS ha evidenziato il suo ruolo preponderante e centrale nei mercati del gas, confermando le indicazioni positive emerse già nel 2012 in termini sia di operatori iscritti e attivi (74 e 73), sia di volumi complessivi scambiati pari a 40,9 TWh (in crescita del 17% sul 2012), ovvero al 6% circa di quanto consegnato da Snam. I volumi negoziati su tale piattaforma rappresentano il 98,3% 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 questi ultimi, come dimostra l'impennata dei volumi abbinati al di fuori delle necessità di bilanciamento (6 TWh pari a circa il 15%). Il prezzo medio registrato sulla PB-GAS nel 2013 risulta in lieve flessione rispetto al 2012, attestandosi a 27,86 €/MWh (-2,3%), di poco inferiore al prezzo medio del Punto di scambio virtuale (PSV) pari a 27,99 €/MWh, -3% rispetto al 2012. Nei vari mesi le quotazioni risultano 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. Va segnalato che il 14 novembre 2013 è stato introdotto il Comparto G-1, un vero e proprio mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili, tra cui GNL e lo stoccaggio di Edison, possono essere chiamate a rispondere alle possibili offerte di Snam. Tale mercato si è però dimostrato scarsamente liquido.

I risultati provvisori dell'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas evidenziano che nel 2013 sono stati venduti al **mercato finale** 63,3 G(m³), 1,2 in meno rispetto al 2012. La contrazione è stata, quindi, dell'1,9%, inferiore a quelle realizzate nei due anni precedenti che avevano superato il 5%. Il numero di venditori attivi in questo segmento della filiera è invece ulteriormente cresciuto di 17 unità: dai 313 operatori presenti nel 2012, è salito infatti a 330. Così come osservato nel mercato dell'energia elettrica, anche il numero di venditori di gas è in costante crescita da molti anni, nonostante sia ormai dal 2006 che il mercato non si espande. Nel 2013 il livello della **concentrazione nel mercato della vendita finale** è leggermente diminuito, rispetto al 2012, ma resta piuttosto elevato: i primi tre gruppi controllano il 46,9%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 49,3%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 56,5% (contro il 58,8% del 2012). L'indice di Herfindahl-Hirshmann calcolato sul mercato della vendita risulta pari a 991, un livello molto vicino al valore soglia di 1.000, al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa. Rispetto al 2012 il peso di Eni è diminuito di

circa un punto percentuale, ma resta più che doppio rapportato a quello di Edison, che – come nel 2012 – è il secondo operatore.

Lo scorso anno, 21,6 milioni di clienti (punti di riconsegna) hanno assorbito 73,8 G(m³), 10,5 dei quali sono stati destinati all'autoconsumo e, come si è già visto, 63,3 alla vendita. In generale i quantitativi di gas sono diminuiti rispetto al 2012 su quasi ogni tipo di mercato: gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una diminuzione del 17,3%, mentre la perdita nelle vendite è stata più contenuta, pari all'1,9%. Il numero di clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo è diminuito del 21%, viceversa i clienti del mercato della vendita sono cresciuti nel complesso di circa 95.000 unità. Il mercato tutelato ha subito un drastico calo, -17,9% in termini di volumi e -7,7% in termini di clienti, e ciò per almeno tre ragioni: il perdurare della crisi economica, che ha sicuramente indotto i consumatori a ridurre le quantità di consumo per spendere meno; lo spostamento sul mercato libero, nel tentativo di trovare prezzi e condizioni di acquisto più favorevoli; e, soprattutto, la graduale espulsione – *ope legis* – dalla tutela di tutte le categorie di clienti non domestiche⁷. 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 dal mercato tutelato e i dati raccolti ne danno evidenza. Per quanto detto finora non stupisce, quindi, che il mercato libero evidenzia una crescita molto positiva in termini di clienti, aumentati complessivamente di 1,5 milioni di punti di riconsegna (+34,8%), sia un avanzamento positivo, ma più contenuto, dei volumi di vendita, migliorati in media del 4,2% rispetto al 2012. Lo spaccato delle vendite al mercato finale (al netto degli autoconsumi) per settore di consumo e dimensione dei clienti conferma le analisi già più volte offerte in passato: al crescere della dimensione dei clienti, il mercato libero acquisisce via via maggiore peso.

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 2013, è stata complessivamente pari al 5,9%, ovvero al 45,2% 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 2013 probabilmente risentono, per la clientela non domestica, dei passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di cui si è appena detto. I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2013, certamente spontanei, si confermano ancora una volta non particolarmente elevati ma in costante aumento (come accade ormai dal 2008): la porzione di clienti che ha effettuato almeno un cambio è risultata, infatti, del 5,5%, corrispondente a una quota di volumi del 7,4%. Più elevata di un punto percentuale la frazione di condomini con usi domestici che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti all'11,9% del relativo settore di consumo. Il 15,2% (equivalenti al 27,5% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso piuttosto elevato, ma questa è proprio una delle categorie che in forza di legge devono uscire dal mercato tutelato, per le quali dunque il cambio di contratto è stato sollecitato. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati

⁷ In base a quanto ha stabilito il decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, dal momento della sua entrata in vigore (22 giugno 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.

complessivamente il 9,9% del totale in termini di clienti, nonché il 58,5% in termini di volumi. Come sempre, e com'è logico che sia, la ricerca di migliori condizioni contrattuali e di prezzi più favorevoli si fa più intensa all'ampliarsi dei volumi di consumo, quando la spesa per l'acquisto del gas assume cioè livelli significativi.

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 44 c€/m³. Tale prezzo nel 2012 era risultato pari a 45,5 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo medio del gas in Italia presenta una diminuzione del 3,3%. I clienti del servizio di tutela hanno pagato il gas in media 59 c€/m³, mentre 39,4 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 19,6 c€/m³, in aumento di 2,6 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. 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 delle condizioni economiche di riferimento stabilite dall'Autorità tendono ad andare nella stessa direzione.

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2013 i **reclami**, le **richieste di informazione** e le **segnalazioni** relativi al settore gas sono stati 15.648 (circa il 36,8%). Rispetto al 2012, il numero di comunicazioni è aumentato del 18%, incremento che ha motivazioni comuni a quelle già illustrate per il settore elettrico. Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas ricevute dallo Sportello nel 2013 e suscettibili di classificazione sono i seguenti: bonus 4.506 (29%), fatturazione 5.754 (37%), mercato 2.005 (13%), contratti 1.854 (12%), allacciamenti e lavori 627 (4%).

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.

Le novità intervenute nel corso del 2013 riguardano l'intervento normativo, cui si è già accennato, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69; l'art. 4, comma 1, che ha previsto che l'Autorità continui transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento che le società di vendita comprendono tra le proprie offerte commerciali «*per i soli clienti domestici*». 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. 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, 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 termini di ricadute sul cliente domestico tipo, il completamento della riforma nel quarto trimestre 2013 ha determinato nel prezzo complessivo una riduzione di 2,2 c€/m³, pari a -2,5% rispetto al trimestre precedente. Il bilancio dall'avvio della riforma fa registrare sinora una diminuzione di circa 10 c€/m³ (oltre il 10%) nel prezzo complessivo.

Nel 2013 si sono avute novità anche relativamente al perimetro dei clienti vulnerabili che hanno diritto al **servizio di ultima istanza** (FUI). Hanno diritto al FUI: 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. 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 alle disposizioni, disciplinando gli indirizzi all'Acquirente unico per la selezione delle imprese FUI, il quale ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato 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.

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 il fenomeno dei **contratti non richiesti**, che 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. La regolazione in materia è stata definita nell'aprile 2012. Nel giugno 2013, l'Autorità ha avviato un procedimento per completare la disciplina del monitoraggio dei contratti non richiesti e per definire criteri, informazioni e modalità di pubblicazione dell'elenco dei venditori non richiesti. Contemporaneamente ha presentato i propri orientamenti in relazione agli ulteriori indicatori da sviluppare nell'ambito del monitoraggio, alle caratteristiche generali della graduatoria dei venditori non richiesti, agli indicatori da utilizzare ai fini della costruzione del punteggio finale e al peso relativo.

Sempre nel mese di giugno, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione. Su questo tema, l'Autorità ha previsto interventi specifici nel settore del gas naturale in ragione della riforma delle relative condizioni economiche che ha modificato, eliminato e aggiunto alcune componenti applicate ai clienti finali del servizio di tutela. A tale fine è intervenuta per definire le modalità di esposizione in bolletta delle varie componenti, modificando l'articolazione e la terminologia delle voci del c.d. "Quadro di dettaglio" della bolletta.

È stato inoltre aggiornato il **Glossario** contenente i principali termini utilizzati nei documenti di fatturazione.

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

Dopo una prima fase di consultazione, alla quale hanno partecipato numerosi soggetti, nel febbraio 2014 l'Autorità ha pubblicato un secondo documento per la consultazione⁸, nel quale ha illustrato gli orientamenti finali in materia di revisione e di semplificazione della normativa vigente dal 2007⁹ di separazione contabile per i settori dell'energia elettrica e del gas. Gli orientamenti finali contenuti nel documento di febbraio 2014 prevedono:

- la revisione della struttura e del contenuto di attività e comparti, relativi ai settori elettrico e del gas, alla luce delle novità contenute nel quadro normativo di riferimento, di nuove esigenze di regolazione e di esigenze di miglioramento della qualità delle informazioni di separazione contabile;
- la semplificazione degli obblighi informativi in materia di separazione contabile tramite la revisione delle soglie di applicazione del regime ordinario e del regime semplificato¹⁰, nonché di esenzione dall'obbligo di predisposizione e di invio dei conti annuali separati;
- la semplificazione degli schemi relativi alla movimentazione delle immobilizzazioni;
- la modifica di alcune disposizioni, relativamente ad aspetti di tipo prettamente contabile, finalizzate sia alla semplificazione del processo di separazione contabile, sia al miglioramento della qualità dell'informazione ottenuta;
- infine, la previsione di introdurre un manuale di contabilità regolatoria con regole di natura applicativa delle disposizioni di separazione contabile, oggetto di pubblicazione e successivi aggiornamenti da parte degli Uffici dell'Autorità.

Nel mese di aprile 2013, inoltre, l'Autorità ha emanato¹¹ le disposizioni finali in merito agli obblighi di separazione contabile per il Gestore dei servizi energetici (GSE) la società a controllo pubblico preposta all'incentivazione e allo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica in Italia¹² e ai relativi obblighi di comunicazione. Le disposizioni, che decorrono dall'esercizio 2013, sono volte ad assicurare:

⁸ Consultazione 6 febbraio 2014, 36/2014/R/com.

⁹ Delibera 24 gennaio 2007, n. 11/07.

¹⁰ Il regime semplificato si applica alle imprese di minori dimensioni (per esempio nel caso della distribuzione di energia elettrica e del gas naturale meno di 5000 punti di consumo serviti) ed è caratterizzato da rendiconti di separazione contabile meno dettagliati.

¹¹ Delibera 18 aprile 2013, 163/2013/R/com.

¹² Il GSE effettua la qualifica tecnico-ingegneristica e la verifica degli impianti a fonti rinnovabili e di cogenerazione ad alto rendimento; riconosce gli incentivi per l'energia elettrica prodotta e immessa in rete da tali impianti; ritira e colloca sul mercato elettrico l'energia prodotta dagli impianti incentivati e certifica la provenienza da fonti rinnovabili dell'energia elettrica immessa in rete. La società, inoltre, valuta e certifica i risparmi conseguiti dai progetti di efficienza energetica nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi, anche noti come "Titoli di Efficienza Energetica" (TEE), e promuove la produzione di energia termica da fonti rinnovabili (Conto Termico).

- la corretta attribuzione dei costi sostenuti dal GSE nella gestione delle attività;
- l'assenza di discriminazioni e di trasferimenti incrociati di risorse tra le attività svolte dal GSE;
- la disponibilità di informazioni utili alla quantificazione del capitale investito dal GSE per lo svolgimento delle attività oggetto di remunerazione a carico del sistema;
- un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale del GSE nelle diverse attività in cui opera, anche al fine di adottare una regolazione incentivante per il GSE basata su obiettivi pluriennali di recupero di efficienza.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

A seguito del parere rilasciato dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 714/2009, nell'aprile 2013, l'Autorità ha adottato¹³ la decisione finale di certificazione per la società Terna in qualità di gestore del sistema di trasmissione dell'energia elettrica in separazione proprietaria. La procedura di certificazione del gestore è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti, da parte dell'impresa, previsti dal modello di *ownership unbundling* ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/72/CE, e dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di recepimento di tale direttiva, tra i quali:

- l'indipendenza degli azionisti del gestore dagli interessi nell'attività di produzione o fornitura di elettricità o gas;
- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la proprietà della rete di trasmissione;
- l'indipendenza dei componenti degli organi amministrativi dell'impresa;
- il rispetto, da parte dei proprietari di porzioni della rete di trasmissione nazionale, degli obblighi di collaborazione e investimento nel sistema previsti a loro carico dal comma 9 dell'articolo 36 del citato decreto legislativo n. 93/11; .
- la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete;
- la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili trattate, ovvero della messa a disposizione non discriminatoria delle informazioni non riservate;
- i vincoli di riservatezza, ivi comprese le clausole contrattuali, previsti per il personale e per i collaboratori dell'impresa.

¹³ Delibera 5 aprile 2013, 142/2013/R/eel.

3.1.2 Regolamentazione tecnica

Servizi di dispacciamento

Nel corso del 2013 è proseguita l'azione dell'Autorità orientata a incrementare l'efficienza del servizio di dispacciamento. In tale ambito si collocano i provvedimenti i cui contenuti sono di seguito illustrati:

- la consultazione del dicembre 2013¹⁴, che illustra gli orientamenti finali dell'Autorità in merito alla revisione della vigente disciplina del dispacciamento, con specifico riferimento alla selezione e alla remunerazione dei servizi di flessibilità, di cui all'art. 34, comma 7-bis, del decreto legge 22 giugno 2012, n. 83, convertito dalla legge 7 agosto 2012, n. 134;
- l'introduzione di un nuovo meccanismo per la misurazione e la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza fornito dalle unità di produzione¹⁵;
- importanti modifiche¹⁶ alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi con la finalità di minimizzare il rischio che, al manifestarsi di situazioni di vulnerabilità del sistema, gli operatori potessero trovare conveniente adottare comportamenti non efficienti, con conseguenti oneri per il sistema. Parallelamente, l'Autorità ha avviato una revisione organica della disciplina degli sbilanciamenti effettivi, i cui principali criteri sono stati illustrati in un documento per la consultazione nell'agosto 2013¹⁷;
- l'esame e l'approvazione¹⁸ delle modifiche e delle integrazioni al Codice di rete proposte da Terna nella propria consultazione avviata nel mese di luglio 2013.

Selezione e remunerazione dei servizi di flessibilità

Nel documento per la consultazione del dicembre 2013, l'Autorità ha espresso i propri orientamenti finali in merito alle modalità per la selezione e la remunerazione dei servizi di flessibilità introdotti dal decreto legge n. 83/12, «*al fine di garantire una maggiore efficienza delle infrastrutture energetiche nazionali e di contenere gli oneri indiretti dovuti alla crescita delle fonti rinnovabili non programmabili*». Il documento fa seguito alla prima consultazione effettuata nel novembre 2012¹⁹. Esso fornisce un sunto degli esiti più significativi dell'analisi dei servizi di flessibilità elaborata da Terna e dei successivi approfondimenti condotti dall'Autorità, con particolare riferimento:

- agli effetti della crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili sull'attività di dispacciamento;
- alle caratteristiche dei servizi di flessibilità necessari alla gestione in sicurezza del sistema elettrico nel mutato contesto caratterizzato dall'elevata penetrazione di fonti rinnovabili non programmabili;

¹⁴ Consultazione 5 dicembre 2013, 557/2013/R/eel.

¹⁵ Delibera 30 maggio 2013, 231/2013/R/eel.

¹⁶ Delibere 9 maggio 2013, 197/2013/R/eel e 28 giugno 2013, 285/2013/R/eel.

¹⁷ Consultazione 7 agosto 2013, 368/2013/R/eel.

¹⁸ Delibera 31 ottobre 2013, 483/2013/R/eel.

¹⁹ Consultazione 29 novembre 2012, 508/2012/R/eel.

- all'analisi dei parametri tecnici delle unità di produzione che compongono il parco impianti italiano, al fine di apprezzare la rispondenza dello stesso rispetto ai requisiti individuati da Terna e funzionali alla gestione in sicurezza del sistema.

Nell'ultima sezione sono state quindi illustrate le soluzioni avanzate dall'Autorità per la revisione della disciplina del dispacciamento, alla luce dell'evoluzione del contesto di mercato. Le principali innovazioni proposte possono essere riassunte come segue:

- per consentire agli operatori di formulare offerte che riflettano il più fedelmente possibile la struttura dei costi associati al diverso grado di flessibilità con cui viene fornito il servizio di riserva terziaria di sostituzione, l'Autorità ha proposto l'introduzione dell'offerta di *warming*²⁰ e di avviamento da caldo, orientata a incentivare le unità di produzione a ridurre i tempi di avviamento, consentendo agli operatori di riflettere più fedelmente la struttura dei costi sottostanti alle prestazioni fornite;
- per garantire la disponibilità delle risorse necessarie per la fornitura di adeguati margini a scendere, in particolare nei periodi di basso carico, l'Autorità ha proposto di estendere la partecipazione al Mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) – su base volontaria – a tutte le unità di produzione con potenza compresa tra 10 MVA e 1 MVA (sia quelle alimentate a fonti rinnovabili programmabili, sia quelle alimentate a fonti rinnovabili non programmabili) e che rispettano gli altri requisiti attualmente previsti dal Codice di rete per la fornitura di servizi nell'MSD;
- al fine di preservare la sicurezza del sistema attraverso un maggiore coordinamento tra il Mercato infragiornaliero (MI) e l'MSD, anche in considerazione del possibile spostamento del termine di chiusura (gate closure) dell'MI più a ridosso del tempo reale, l'Autorità ha proposto l'introduzione, nella fase di programmazione dell'MSD, di offerte di capacità strutturate nella forma di opzioni.

Meccanismo di misurazione e valorizzazione del contributo alla regolazione primaria

Le quantità di energia associate ad azioni di regolazione primaria di frequenza²¹ (fornite obbligatoriamente dalle unità di produzione) non sono attualmente misurate e sono, pertanto, assimilate agli sbilanciamenti e, come tali, soggette ai prezzi – e alle eventuali relative penalità implicite²² – previsti dalla disciplina degli sbilanciamenti effettivi²³. Nella consultazione del

²⁰ La presentazione di un'offerta di *warming* implica la disponibilità del produttore di mantenere "caldo" il proprio impianto senza immettere energia elettrica nella rete, al fine di effettuare la manovra di avviamento, laddove richiesta da Terna, in tempi più rapidi (<120 minuti) rispetto a un avviamento da freddo. L'utilizzo di sistemi che consentono a un impianto di rimanere "caldo" senza immettere energia elettrica nella rete implica un extra consumo di combustibile nell'arco di tempo in cui l'impianto deve essere in grado di eseguire la manovra di avviamento "rapido" su richiesta di Terna, a prescindere dal fatto che la prestazione gli sia effettivamente richiesta (ossia a prescindere dal fatto che gli pervenga un ordine di avviamento).

²¹ La regolazione primaria di frequenza, attuata mediante l'utilizzo della riserva primaria di potenza (ossia mediante la messa a disposizione di una prefissata quota di capacità produttiva, non oggetto di contrattazione di mercato), è un servizio essenziale per il sistema. Esso è caratterizzato da un utilizzo dell'energia elettrica: a) continuativo e simmetrico rispetto al punto di lavoro, ai fini dell'assorbimento delle oscillazioni di frequenza del sistema (per il mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi); b) direzionale in aumento o in diminuzione, per il controllo dei transitori rispettivamente di sotto-frequenza e sovra-frequenza, successivi a eventi di sistema (per esempio, avaria dei gruppi di generazione).

²² Per penalità implicite si fa riferimento ai prezzi di sbilanciamento duali previsti per le unità abilitate. Per le unità non abilitate i prezzi di sbilanciamento non sono penalizzanti.

²³ Di cui alla delibera 9 giugno 2006, n. 111.

novembre 2012, l'Autorità aveva proposto l'introduzione di un nuovo meccanismo di misurazione e valorizzazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza, volto alla sterilizzazione degli oneri di sbilanciamento dovuti all'utilizzo della riserva primaria di potenza. Tale meccanismo prevede:

- la rilevazione puntuale del valore locale di frequenza e del contributo alla regolazione primaria di frequenza di ciascuna unità di produzione;
- l'inclusione, nel programma di immissione di ciascuna unità di produzione, del contributo alla regolazione primaria di frequenza da queste eventualmente fornito;
- l'applicazione, alla sola quota di energia afferente al contributo alla regolazione primaria di frequenza, di un prezzo tale da remunerare, o quantomeno non penalizzare, le unità di produzione.

Tenuto conto delle osservazioni pervenute dagli operatori, nel maggio 2013 l'Autorità ha dato mandato²⁴ a Terna di modificare il Codice di rete in modo da consentire l'implementazione del nuovo meccanismo di misurazione e remunerazione del contributo alla regolazione primaria entro l'1 aprile 2014. Nel successivo mese di ottobre, sono state, tra l'altro, valutate positivamente le modifiche del Codice di rete proposte da Terna finalizzate alla definizione delle specifiche tecniche relative al citato meccanismo²⁵. Nel corso del mese di gennaio 2014, tuttavia, Terna ha segnalato all'Autorità che, in considerazione dei tempi di approvvigionamento e di implementazione necessari al recepimento nei sistemi informativi delle modifiche atte a consentire l'avvio del meccanismo, sarà possibile garantire la piena operatività dello stesso solo a decorrere dall'1 novembre 2014, e non dall'1 aprile 2014, come stabilito dall'Autorità.

Sulla scorta della segnalazione di Terna, a febbraio 2014 l'Autorità ha previsto²⁶ l'introduzione di un meccanismo transitorio per la misurazione e la valorizzazione del contributo alla regolazione primaria. Ciò in quanto il mero rinvio della data di operatività del meccanismo a regime, e il conseguente mancato riconoscimento della remunerazione del contributo alla regolazione primaria nel periodo aprile-ottobre 2014, si configurerebbe come un fattore ingiustificatamente penalizzante per gli operatori che avessero già sostenuto gli investimenti necessari per richiedere l'abilitazione al meccanismo a regime.

Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi

Nel luglio 2012 l'Autorità, nell'ambito dell'esercizio della funzione di monitoraggio dei mercati elettrici, ha riscontrato nella zona Sardegna, e con riferimento ai primi mesi del 2012, una pressoché sistematica e consistente differenza positiva fra l'energia programmata in prelievo in esito al Mercato del giorno prima (MGP) dall'insieme degli utenti del dispacciamento in prelievo e l'energia misurata in prelievo afferente ai medesimi utenti. Tale differenza ha rappresentato un sistematico sbilanciamento che appare difficilmente ascrivibile a inevitabili errori nella programmazione dei consumi.

²⁴ Con la delibera 231/2013/R/eel.

²⁵ Con la delibera 483/2013/R/eel.

²⁶ Delibera del 20 febbraio 2014, 65/2014/R/eel.

Nell'ambito dell'analisi è emerso, inoltre, come il prezzo dello sbilanciamento applicato alle unità di consumo fosse determinato considerando anche i prezzi e le quantità relativi all'utilizzo della riserva secondaria, la cui entità dipende, al limite, solo parzialmente dalla dimensione e dal segno dello sbilanciamento aggregato del sistema elettrico in una data zona. In un sistema di valorizzazione degli sbilanciamenti della domanda (e della produzione da impianti non abilitati), che tende a premiare uno sbilanciamento di segno uguale a quello che caratterizza la movimentazione netta di risorse da parte di Terna nella medesima zona²⁷, considerare ai fini della determinazione del segno della movimentazione netta di risorse (e nei relativi prezzi di valorizzazione degli sbilanciamenti) anche le movimentazioni che non si sarebbero potute risparmiare con gli sbilanciamenti (e la cui dimensione quindi non dipende da questi ultimi) rischia di generare un'errata struttura di incentivi e di lasciare spazio a comportamenti dannosi per il sistema.

Sulla base di tali riscontri, l'Autorità ha avviato²⁸ un'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche del mercato elettrico in Sardegna ed è contestualmente intervenuta con misure urgenti volte a prevenire simili condotte e a mitigarne gli effetti sugli oneri di sistema. In particolare, l'Autorità ha identificato come causa principale di quanto appena detto l'inclusione, nel calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale e del prezzo di sbilanciamento, di movimentazioni effettuate nel Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) che non dipendono dallo sbilanciamento aggregato zonale. L'Autorità ha, pertanto, disposto l'immediata esclusione delle quantità e dei relativi prezzi, afferenti all'utilizzo della riserva secondaria, dal meccanismo di determinazione dei prezzi di sbilanciamento. L'istruttoria conoscitiva si è chiusa²⁹ nel maggio 2013 ed è stato al contempo avviato un procedimento per la modifica organica della regolazione degli sbilanciamenti effettivi, finalizzata alla corretta attribuzione dei costi e dei benefici causati al sistema elettrico.

Nelle more della conclusione di tale procedimento, l'Autorità è intervenuta con urgenza per correggere alcuni elementi che continuavano a distorcere il processo di formazione dei prezzi di sbilanciamento nelle Isole maggiori. In particolare, nel mese di giugno 2013 ha disposto³⁰ l'esclusione, limitatamente alle macrozone Sicilia e Sardegna, di tutte le movimentazioni effettuate nella fase di programmazione dell'MSD (MSD *ex ante*) dal calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale. Ciò in quanto, dalle analisi svolte, è emerso come nelle Isole maggiori la quasi totalità delle movimentazioni effettuate nell'MSD *ex ante* non dipenda dallo sbilanciamento aggregato zonale.

In agosto è stata poi avviata³¹ una riflessione sui limiti dell'attuale disciplina degli sbilanciamenti effettivi, individuando gli interventi utili a predisporre un quadro regolatorio più robusto ed efficiente. Le principali proposte di intervento avanzate nel documento per superare le criticità della vigente disciplina possono essere riassunte come segue:

- per garantire la formazione di segnali di prezzo per la valorizzazione degli sbilanciamenti che riflettano il corretto valore dell'energia elettrica nel tempo reale, è stata proposta l'introduzione di prezzi di sbilanciamento calcolati su base nodale. Ciò consentirebbe di tener conto degli effettivi ambiti geografici nei quali Terna acquista e vende energia ai fini del bilanciamento della rete in tempo reale;

²⁷ Assumendo, quindi, che detto sbilanciamento riduca l'esigenza di movimentazione da parte di Terna e porti, dunque, un beneficio al sistema.

²⁸ Delibera 2 agosto 2012, 342/2012/R/eel.

²⁹ Con la delibera 197/2013/R/eel.

³⁰ Con la delibera 285/2013/R/eel.

³¹ Consultazione 368/2013/R/eel.

- per rafforzare la disciplina degli sbilanciamenti effettivi rispetto all'esigenza di garantire la sicurezza del sistema elettrico, si è proposto di estendere a tutte le unità fisiche l'obbligo di definire i programmi di immissione (prelievo) utilizzando le migliori stime dei quantitativi di energia elettrica effettivamente prodotti dalle medesime unità, in conformità ai principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza;
- per consentire la possibilità di arbitraggio tra i prezzi registrati nei mercati dell'energia e quelli del tempo reale senza pregiudicare la sicurezza del sistema, si è proposto di introdurre la possibilità di presentare offerte virtuali nei mercati dell'energia, come già previsto nel disegno dei principali mercati statunitensi (e.g., PJM e New England).

Modifiche e integrazioni al Codice di rete

Può considerarsi parte integrante del processo di efficientamento del servizio di dispacciamento anche l'esame e l'approvazione³² delle modifiche e le integrazioni al Codice di rete proposte da Terna nella propria consultazione avviata nel mese di luglio 2013. In particolare, l'Autorità ha valutato positivamente i seguenti perfezionamenti del Codice di rete:

- la definizione delle specifiche tecniche relative al meccanismo facoltativo per la remunerazione del contributo alla regolazione primaria di frequenza introdotto³³ nel maggio 2013;
- il completamento delle regole relative alla remunerazione della manovra di cambio assetto, introdotta nel febbraio 2013³⁴;
- il rilassamento dei valori massimi relativi ad alcuni dei parametri tecnici delle unità di produzione, valevoli ai fini del mercato elettrico (tempo di rampa, de-rampa e arresto).

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). In esito all'istruttoria sulle istanze di reintegrazione dei costi presentate dagli operatori per l'anno 2011, l'Autorità ha stabilito³⁵ di:

- semplificare la metodologia di definizione del profilo quantitativo rilevante per il calcolo dei ricavi figurativi che sono attribuiti agli impianti in regime di reintegrazione dei costi nei giorni in cui non sono indispensabili e non sono offerti sul Mercato del Giorno Prima;
- modificare le modalità di calcolo dell'acconto semestrale del corrispettivo di reintegrazione dei costi con riferimento agli anni dal 2013 incluso, così da tenere maggiormente conto

³² Con la delibera 483/2013/R/eel.

³³ Con la delibera 231/2013/R/eel.

³⁴ Delibera 7 febbraio 2013, 46/2013/R/eel.

³⁵ Delibera 7 agosto 2013, 360/2013/R/eel.

dell'esposizione finanziaria cui sono soggetti gli utenti del dispacciamento nel periodo compreso tra l'inizio dell'anno cui si riferisce l'acconto e la data di erogazione dello stesso;

- applicare alle quantità di offerte accettate sul Mercato Infragiornaliero, e strettamente necessarie a permettere l'implementazione tecnica delle offerte accettate sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento, il criterio di valorizzazione delle quantità strettamente necessarie a rendere realizzabili programmi di indispensabilità sui mercati dell'energia; tale previsione è applicata a decorrere dall'anno 2013 incluso e con riferimento ai periodi rilevanti in cui, e alle quantità per le quali, le unità di produzione ammesse al regime di reintegrazione non siano singolarmente essenziali.

L'ultima misura sopra elencata è volta ad attenuare il rischio che si incrementino gli sbilanciamenti attesi e/o si riduca il corrispettivo di reintegrazione per porre in essere programmi sul Mercato Infragiornaliero strettamente finalizzati - sulla base dei vincoli tecnici dell'unità di produzione - all'adempimento degli impegni richiesti da Terna sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento.

Accogliendo un'istanza avanzata da alcuni utenti, l'Autorità ha inoltre stabilito che Terna renda note le ragioni dell'essenzialità della capacità di produzione essenziale per la sicurezza del sistema elettrico, in concomitanza con la notifica dei raggruppamenti minimi di impianti essenziali.

Al fine di tenere conto delle evoluzioni in materia di regolazione delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela, l'1 ottobre 2013 è entrata in vigore la riforma dei criteri di valorizzazione del gas naturale nell'ambito dell'implementazione della disciplina di remunerazione degli impianti di produzione essenziali³⁶, secondo la quale il valore del gas naturale è rilevante sia per la determinazione del costo variabile riconosciuto delle unità essenziali alimentate a gas naturale e soggette ai regimi tipici, sia per la definizione dei prezzi da applicare nei contratti previsti dai regimi alternativi.

Dall'1 ottobre 2013, il valore del combustibile gas naturale è pari – al netto delle accise - alla somma dei seguenti fattori:

- il valore della componente relativa all'approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso (CMEM);
- il valore della componente a copertura degli oneri e dei rischi delle attività connesse con le modalità di approvvigionamento del gas naturale all'ingrosso (CCR), al netto degli elementi attinenti al rischio cui gli utenti del dispacciamento in immissione, diversamente dai venditori gas, non risultano esposti³⁷;
- la quota parte del valore della logistica nazionale sino all'impianto di produzione, che non sia già inclusa nella componente CMEM.

La nuova metodologia, che consente di riflettere meglio i segnali di prezzo forniti dai mercati del gas naturale, è stata oggetto di consultazione³⁸.

³⁶ Delibera 26 settembre 2013, 413/2013/R/eel.

³⁷ Si tratta del rischio derivante dall'attuale criterio di attribuzione dei consumi pro-die. Tale criterio di attribuzione comporta per i venditori di gas una differenza tra i ricavi, determinati sulla base delle quantità fatturate ai clienti finali col criterio pro-die, e i costi, determinati sulla base delle quantità approvvigionate, che dipendono dai consumi effettivi di tali clienti.

³⁸ Consultazione 7 agosto 2013, 369/2013/R/eel.

Con diversi provvedimenti³⁹ l'Autorità ha infine:

- definito, per l'anno 2014, il rendimento standard, lo standard di emissione e lo standard della componente smaltimento per ciascuna unità essenziale;
- aggiornato i valori di componenti del costo variabile riconosciuto attinenti ad alcune unità di produzione essenziali per l'anno 2014, sulla base di istanze motivate presentate a Terna dai relativi utenti del dispacciamento;
- stabilito che vengano assoggettati ai regimi di remunerazione della capacità essenziale esclusivamente gli impianti per i quali l'Autorità abbia valutato opportuna, sotto il profilo economico, l'applicazione dei regimi medesimi.

Servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza

Nel 2010, l'Autorità aveva disciplinato⁴⁰ i servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza (c.d. "servizi di interrompibilità") per il triennio 2011-2013. In materia, l'Autorità è intervenuta a fine dicembre 2013⁴¹, quando ha:

- avviato un procedimento finalizzato alla formazione di uno o più provvedimenti aventi a oggetto la definizione di una nuova disciplina dei servizi di interrompibilità che entri in vigore dall'1 luglio 2014;
- prorogato fino al 30 giugno 2014 la scadenza dei vigenti contratti plurimensili, fatto salvo il diritto del titolare di recedere unilateralmente non oltre il 10 gennaio 2014 e assicurando che Terna continui a svolgere aste mensili per i mesi di febbraio, marzo, aprile, maggio e giugno dell'anno 2014, onde assicurare la continuità del servizio.

Nell'ambito del procedimento, è stato pubblicato un documento per la consultazione⁴², nel quale l'Autorità ha illustrato i propri orientamenti in materia di riforma dei servizi di interrompibilità. Sulla base sia degli andamenti delle aste per l'assegnazione dei servizi di interrompibilità nel triennio 2011-2013, nonché dell'analisi delle esigenze attuali e prospettive dei servizi di interrompibilità, il documento prefigura modalità e criteri nuovi per l'assegnazione dei servizi di interrompibilità, da applicarsi a decorrere dal secondo semestre del 2014 in poi (ossia senza limiti di durata della nuova disciplina), che possono essere così schematizzati:

- a) per la sola quota parte di fabbisogno annuale che Terna ritenga prudenzialmente possa estendersi su un periodo pluriennale senza comportare rischi di sovra-provvigionamento: provvigionamento del servizio di interrompibilità tramite asta pluriennale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata non superiore a 36 mesi a decorrere dal mese successivo a quello di svolgimento dell'asta e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna; tale prodotto assicurerebbe all'assegnatario una certezza di ricavi su base pluriennale, ma comporterebbe, al tempo stesso, l'assunzione di un impegno di medio termine;

³⁹ Vale a dire con le delibere: 21 novembre 2013, 530/2013/R/eel; 28 novembre 2013, 546/2013/R/eel; 27 dicembre 2013, 635/2013/R/eel; 13 febbraio 2014, 55/2014/R/eel.

⁴⁰ Delibera 28 ottobre 2010, ARG/elt 187/10.

⁴¹ Delibera 28 dicembre 2013, 634/2013/R/eel.

⁴² Consultazione 27 dicembre 2013, 642/2013/R/eel.

- b) per la restante quota parte di fabbisogno annuale: approvvigionamento del servizio di interrompibilità tramite asta annuale, organizzata nel mese di dicembre, per un prodotto di durata pari ai 12 mesi dell'anno successivo a quello di svolgimento dell'asta e profilato secondo i coefficienti mensili pubblicati da Terna;
- c) facoltà di riacquistare da Terna (c.d. "cessione") la totalità o parte della potenza assegnata tramite l'asta pluriennale, in ciascun anno - a eccezione del primo - del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
- d) 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) facoltà di riacquistare da Terna (c.d. "cessione") la totalità o parte della potenza assegnata tramite l'asta annuale, in ciascun mese - a eccezione del primo - del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
- f) riassegnazione del servizio di interrompibilità sulla potenza riacquistata da Terna ai sensi del punto e) tramite aste infrannuali, organizzate nei mesi da gennaio a ottobre (10 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) facoltà di riacquistare da Terna (c.d. "cessione") la totalità o parte della potenza assegnata tramite aste infrannuali, per tutti o parte dei mesi - a eccezione del primo - del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
- h) 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) obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza riacquistato da Terna, 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) facoltà di riduzione temporanea della potenza contrattuale su base mensile (c.d. "rilascio") a eccezione del primo mese del periodo per cui il servizio è stato assegnato;
- k) riassegnazione della potenza rilasciata a Terna tramite aste mensili, organizzate nei mesi da gennaio a dicembre (12 aste mensili) per prodotti di durata pari al mese successivo a quello di svolgimento dell'asta;
- l) obbligo di pagare a Terna, per ciascun MW di potenza rilasciato a Terna, 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) fissazione di un tetto annuale e di un tetto mensile alle ore di indisponibilità: il tetto mensile può essere superato fatto salvo che il corrispettivo mensile sia riconosciuto a titolo di acconto sulle sole ore corrispondenti al rispetto del tetto mensile, con eventuale conguaglio a fine anno per le ore eccedenti il tetto mensile, a condizione che il tetto annuale sia stato rispettato e che la potenza contrattuale sia stata assicurata sino alla scadenza del contratto;

- n) pagamento in acconto del corrispettivo mensile al netto della parte variabile (1/12 del prodotto fra il corrispettivo unitario per interruzione e il numero standard di interruzioni annue).

A esclusione di quanto sopra, il documento ha confermato in linea generale i criteri e le modalità vigenti nel triennio 2011-2013.

Sperimentazione in progetti pilota relativi a sistemi di accumulo per l'energia elettrica

L'Autorità ha svolto attività volte all'introduzione sperimentale sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) di sistemi di accumulo (SdA), finalizzati a facilitare il dispacciamento degli impianti non programmabili (SdA c.d. *energy intensive*) e a incrementare le caratteristiche di sicurezza e le capacità di difesa delle reti medesime (SdA c.d. *power intensive*).

Per quanto concerne i sistemi di accumulo *energy intensive*, nel 2012 sono stati definiti⁴³ la procedura e i criteri di selezione dei progetti pilota di SdA sulla RTN da ammettere al trattamento incentivante; successivamente, all'inizio del 2013, sono stati approvati⁴⁴ i progetti selezionati tra quelli rientranti nel Piano di sviluppo 2011 di Terna, approvato dal Ministero dello sviluppo economico. Nel corso dell'anno Terna ha pertanto avviato le attività previste ai fini della realizzazione degli SdA approvati, procedendo in particolare con:

- l'identificazione dei siti per la realizzazione dei sei progetti autorizzati;
- l'espletamento degli iter autorizzativi;
- la scelta della tecnologia (tramite procedura di gara pubblica) e l'esecuzione dei test in fabbrica;
- l'avvio dei lavori con l'esecuzione delle opere civili.

Per quanto concerne i sistemi di accumulo *power intensive*, nel febbraio 2013 sono stati ammessi⁴⁵ al trattamento incentivante due progetti pilota in SdA *power intensive*, inseriti nel Piano di difesa 2012 di Terna, approvato dal Ministero dello sviluppo economico. I progetti in questione sono distinti, per tecnologia ma soprattutto per esigenze funzionali e finalità, rispetto a quelli di tipo *energy intensive* e sono inseriti nel Piano di Sviluppo. Terna, sulla base delle problematiche rilevate nei sistemi elettrici delle Isole maggiori, ha infatti proposto di sviluppare SdA per una potenza complessiva (a regime) di 40 MW, con caratteristiche *power intensive*, contraddistinti da prestazioni ultrarapide, localizzati in Sardegna e Sicilia, laddove sono state riscontrate rilevanti criticità dovute alla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili non programmabili che comportano problematiche di esercizio in sicurezza, quali la bassa inerzia tipica dei sistemi isolani e la limitata capacità di regolazione disponibile dovuta al basso contributo alla regolazione delle risorse rinnovabili.

Sulla base di quanto sopra richiamato, l'Autorità ha proceduto all'approvazione di due progetti pilota di SdA con capacità massima pari a 8 MW ciascuno, previsti nell'ambito del Piano di difesa 2012-2015 approvato dal Ministero dello sviluppo economico, che presumono l'installazione di

⁴³ Con la delibera 12 luglio 2012, 288/2012/R/eel e con la determinazione 19 ottobre 2012, 8/2012 - DIEG.

⁴⁴ Delibera 21 febbraio 2013, 66/2013/R/eel.

⁴⁵ Delibera 7 febbraio 2013, 43/2013/R/eel.

SdA di tipo elettrochimico con caratteristiche *power intensive* in Sicilia e in Sardegna, rimandando a una successiva determinazione del Direttore della Direzione infrastrutture, *unbundling* e certificazione la definizione:

- delle modalità operative della sperimentazione;
- degli indicatori di monitoraggio;
- degli obblighi informativi.

Prime disposizioni per l'installazione e l'utilizzo di sistemi di accumulo

Alla fine del 2013, l'Autorità ha posto in consultazione⁴⁶ i primi orientamenti finalizzati a far sì che i sistemi di accumulo possano essere gestiti nell'ambito dell'erogazione del pubblico servizio, con particolare riferimento alle condizioni per l'accesso e l'utilizzo delle reti. Tali disposizioni non riguardano i sistemi di accumulo realizzati da gestori di rete nell'ambito dei progetti pilota per i quali l'Autorità ha definito i criteri di selezione, ma unicamente i sistemi di accumulo installati da soggetti diversi dai gestori di rete singolarmente, oppure presso un centro di consumo o un impianto di produzione di energia elettrica.

L'Autorità, in particolare, ha indicato che:

- i sistemi di accumulo siano trattati, dal punto di vista regolatorio, come veri e propri impianti di produzione di energia elettrica (o nuovi gruppi nell'ambito di impianti già esistenti);
- la richiesta di connessione per i sistemi di accumulo debba essere presentata ai sensi del Testo integrato delle connessioni attive⁴⁷ (TICA) e che, transitoriamente, trovino applicazione le condizioni economiche e procedurali previste per la cogenerazione ad alto rendimento;
- nel solo caso in cui i prelievi di energia elettrica siano destinati ad alimentare esclusivamente i sistemi di accumulo, non si applichino le tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché gli oneri generali di sistema, analogamente a quanto già vigente per i prelievi degli impianti di pompaggio;
- un'unità di produzione caratterizzata da sistemi di accumulo sia considerata, in generale, un'unità di produzione programmabile e che, transitoriamente e fino al completamento di valutazioni in merito alle modalità di installazione e di utilizzo dei sistemi di accumulo anche ai fini della fornitura di servizi di rete, un'unità di produzione caratterizzata da diversi gruppi di generazione, tra cui almeno un sistema di accumulo, sia considerata un'unità di produzione programmabile o non programmabile in funzione della tipologia degli altri gruppi di generazione che la costituiscono;
- il servizio di misura dell'energia elettrica prelevata e immessa in rete dai sistemi di accumulo sia erogato secondo quanto previsto in generale dal Testo integrato di misura dell'energia elettrica⁴⁸ (TIME) e che il servizio di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai

⁴⁶ Consultazione 19 dicembre 2013, 613/2013/R/eel.

⁴⁷ Allegato A alla delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08.

⁴⁸ Allegato B alla delibera ARG/elt 199/11.

sistemi di accumulo sia erogato, per affinità, secondo quanto previsto dalle disposizioni vigenti in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione⁴⁹

- le apparecchiature di misura dell'energia elettrica assorbita e rilasciata dai sistemi di accumulo e/o dell'energia elettrica immessa nella rete elettrica e prelevata dalla rete elettrica debbano essere installate solo qualora tali misure siano necessarie ai fini dell'accesso ai mercati delle singole unità di produzione di energia elettrica, oppure nei casi in cui i sistemi di accumulo siano installati in presenza di un impianto di produzione di energia elettrica che beneficia di strumenti incentivanti o di regimi commerciali speciali;
- in presenza di impianti incentivati, oppure che accedono a regimi commerciali speciali (ritiro dedicato) o di cogenerazione ad alto rendimento, il Gestore dei Sistemi Energetici sviluppi, ove necessario, appositi algoritmi finalizzati ad applicare tali incentivi o regimi speciali solo all'energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiarne e non anche all'energia elettrica prelevata, convertita in diverse forme energetiche accumulabili e successivamente reimessa in rete.

Tempi di connessione alle reti

Il Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica (TIQE) 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.

⁴⁹ Allegato A-bis alla delibera n. 88/07.

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 2013 Terna ha ricevuto 168 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 6,4 GW, e nello stesso anno ha messo a disposizione 123 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 4,5 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 46 giorni lavorativi. Nell'ambito dei preventivi messi a disposizione, 75 di essi sono stati accettati nell'anno 2013, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,6 GW; per tre di questi, corrispondenti a 39 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni Tecniche Minime di Dettaglio (STMD), che sono state messe a disposizione, al netto delle interruzioni consentite, con tempi medi pari a 60 giorni lavorativi. Tutte le STMD sono state accettate dai richiedenti la connessione. Nell'anno 2013 Terna ha effettuato due connessioni, corrispondenti a 24 MW, relative a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica presentate sempre nel 2013.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione, nell'anno 2013 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 114.000 richieste di connessione con le reti di bassa e media tensione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 3,3 GW; nello stesso anno hanno messo a disposizione circa 107.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 2,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

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

Circa 91.000 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2013, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,5 GW.

Nell'anno 2013 sono state realizzate quasi 73.000 connessioni, corrispondenti a circa 600 MW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 7 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici⁵⁰;
- 43 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi⁵¹.

Nell'anno 2013 l'unica impresa distributtrice che ha ricevuto richieste di connessione con le reti di alta tensione per impianti di produzione di energia elettrica è stata Enel Distribuzione con 27 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 700 MW; nello stesso anno Enel Distribuzione ha messo a disposizione 16 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 520 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 46 giorni lavorativi. Nell'ambito dei preventivi messi a

⁵⁰ 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.

⁵¹ 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.

disposizione, dieci di essi sono stati accettati nell'anno 2013, corrispondenti a una potenza totale di circa 225 MW, e per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD; conseguentemente, nell'anno 2013 non è stata effettuata alcuna connessione con reti di alta tensione di impianti di produzione di energia elettrica aventi presentato richiesta nel medesimo anno.

In merito all'andamento delle connessioni degli utenti passivi nel 2013, sulla base di stime preliminari i dati raccolti mostrano che sono state effettuate circa 362.000 connessioni con le reti di distribuzione, per la quasi totalità in bassa tensione. Il tempo medio per effettuare tali connessioni è risultato pari a 10,2 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 7,7 giorni lavorativi. Terna ha effettuato un'unica connessione di cliente passivo, con un tempo di realizzazione dell'intervento, richiedente lavori complessi, pari a circa 270 giorni lavorativi, comprensivi delle tempistiche necessarie al rilascio della Soluzione tecnica minima generale e della STMD, oltre che al completamento dei lavori per la realizzazione dell'impianto di rete, escludendo sia il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni, sia i tempi necessari al cliente per il completamento dei lavori di sua competenza.

Tavola 3.1 Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2013^(A)

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI	TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(A)
Bassa tensione	360.672	7,7
Media tensione	1.815	19,1
TOTALE	362.487	10,2

(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 Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2012-2015 (TIQE)⁵², 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.

⁵² Approvato con la delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 198/11.

Nel luglio 2012, come previsto dal TIQE, sono stati determinati⁵³ gli obiettivi di miglioramento annuo (livelli tendenziali) di continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica per il periodo 2012-2015, gli ambiti territoriali soggetti a incentivazione speciale (premio aggiuntivo per gli ambiti lontani dal livello obiettivo a inizio 2012 e che lo raggiungeranno entro il 2015) e gli ambiti territoriali soggetti alla decelerazione dell'incentivazione (riduzione dei premi per il periodo 2012-2015 per gli ambiti con livello di continuità migliore del livello obiettivo per tutto il periodo 2008-2011). Gli obiettivi di miglioramento riguardano Enel Distribuzione e 28 altre imprese di distribuzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda il servizio di trasmissione dell'energia elettrica, dopo la fase di consultazione⁵⁴ avvenuta nell'estate 2012, all'inizio del 2013 sono stati introdotti⁵⁵:

- indicatori di indisponibilità e di disponibilità degli elementi della Rete di trasmissione nazionale (RTN);
- un indicatore del tempo medio di riparazione dei guasti e delle anomalie gravi degli elementi della RTN, da classificarsi per insiemi omogenei degli elementi della RTN, per cause e per conseguenze delle indisponibilità.

La nuova disciplina è entrata in vigore l'1 gennaio 2014 e prevede obblighi di pubblicazione da parte di Terna a decorrere dal giugno 2015.

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.

Nel 2013 non vi sono state modifiche alla disciplina della qualità commerciale.

Misure di salvaguardia del sistema elettrico

Circa le misure di salvaguardia del sistema elettrico non vi sono novità rispetto a quanto illustrato nell'*Annual Report* dello scorso anno, al quale si rimanda.

Quadro regolatorio per le energie rinnovabili

Relativamente al quadro regolatorio per le energie rinnovabili le novità rispetto a quanto illustrato nell'*Annual Report* dello scorso anno, riguardano: la regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di Sistemi semplici di produzione e

⁵³ Delibera 26 luglio 2012, 311/2012/R/eel.

⁵⁴ Consultazione 21 giugno 2012, 256/2012/R/eel.

⁵⁵ Delibera 31 gennaio 2013, 28/2013/R/eel.

consumo e nel caso di reti private; la definizione del valore dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW per i quali è consentito l'accesso al ritiro dedicato; nuovi interventi relativi agli impianti di generazione distribuita per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Regolazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento nel caso di Sistemi semplici di produzione

Il decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115 (come modificato dal decreto legislativo 29 marzo 2010, n. 56), la legge n. 99/09 e il decreto del Ministro dello sviluppo economico 10 dicembre 2010 hanno introdotto nella legislazione nazionale, tra l'altro, i Sistemi efficienti di utenza (SEU), i sistemi a essi equiparati e le reti interne d'utenza (RIU), attribuendo all'Autorità il compito di definire i criteri e le condizioni per l'erogazione dei servizi di connessione, trasmissione, distribuzione, misura e dispacciamento.

L'Autorità ha pubblicato due documenti per la consultazione⁵⁶, e successivamente la delibera 16 dicembre 2013, 578/2013/R/eel.

In particolare, con il primo documento per la consultazione, pubblicato all'inizio del mese di maggio 2013, l'Autorità ha presentato una ricostruzione dell'evoluzione normativa che ha interessato, nel corso degli anni, la regolazione dell'attività di distribuzione e di autoapprovvigionamento di energia elettrica. Nella parte introduttiva del documento, l'Autorità ha altresì evidenziato la necessità che il Parlamento e il Governo valutino l'opportunità di modificare la normativa laddove prevede, per i SEU, i sistemi a essi equiparati e le RIU, benefici tariffari correlati alle configurazioni di rete adottate e agli assetti societari. Tale previsione, infatti, non consente un'applicazione selettiva di detti benefici che tenga conto delle diverse tipologie di attività produttive svolte dai beneficiari. Inoltre, a parità di oneri complessivi, la presenza di esoneri tariffari comporta l'aumento del valore medio unitario delle componenti tariffarie per gli utenti che non rientrano nei regimi agevolati.

Nella seconda consultazione del 2013, l'Autorità, fermo restando il quadro definitivo già presentato nel primo documento per la consultazione, ha presentato gli orientamenti finali in materia di regolazione dei servizi di connessione, misura, trasmissione, distribuzione, dispacciamento e vendita nel caso di configurazioni impiantistiche rientranti nella categoria degli SSPC, ivi inclusi i SEU.

La delibera 578/2013/R/eel, in vigore dall'1 gennaio 2014, ha fatto seguito ai precedenti documenti per la consultazione, definendo e regolando l'attività di autoapprovvigionamento e quindi degli SSPC, rinviando invece a un successivo provvedimento la regolazione degli SDC (ivi incluse le RIU).

In particolare, con la delibera 578/2013/R/eel:

- sono state razionalizzate, in relazione agli SSPC e compatibilmente con la normativa vigente, le definizioni delle configurazioni impiantistiche e degli assetti societari ammissibili che, in quanto tali, possono essere realizzate;

⁵⁶ Consultazioni del 2 maggio 2013, 183/2013/R/eel e del 16 maggio 2013, 209/2013/R/eel

- è stato stabilito un ordine di priorità nell'applicazione delle predette definizioni, affinché i sistemi che possono rientrare in più casistiche vengano classificati nell'ambito della tipologia che consente i maggiori benefici per gli operatori;
- sono state definite le modalità con cui la regolazione vigente trova applicazione per gli SSPC, esplicitando gli schemi contrattuali che possono essere applicati, con particolare riferimento al caso in cui un cliente finale e un produttore tra loro diversi operino in relazione al medesimo punto di connessione;
- sono state esplicitate le modalità di applicazione delle tariffe di trasmissione e di distribuzione, nonché degli oneri generali di sistema nei casi di SSPC, distinguendo le casistiche per le quali la normativa vigente ha previsto esoneri tariffari, cioè SEU e Sistemi esistenti equivalenti ai sistemi efficienti di utenza (SESEU), da quelli in cui gli oneri generali di sistema trovano applicazione sui consumi totali di energia elettrica;
- si è data attuazione alle disposizioni di cui al decreto legislativo n. 115/08 nelle parti in cui demandano all'Autorità l'eventuale estensione dell'insieme dei SESEU ammessi a beneficiare del trattamento tariffario previsto per i SEU, al fine di prevedere sia meccanismi di salvaguardia per le realizzazioni avviate in data antecedente alla data di entrata in vigore del medesimo decreto, sia la definizione di diverse tipologie di SESEU;
- si è previsto che le qualifiche da cui derivano esoneri tariffari siano assegnate dal GSE che, oltre a rivestire caratteri di terzietà rispetto al cliente/produttore e al gestore di rete, risulta il soggetto in grado di svolgere tale compito nel modo più efficiente e meno oneroso per il sistema, disponendo già di buona parte dei dati necessari.

Definizione del valore dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW per i quali è consentito l'accesso al ritiro dedicato

L'Autorità, sin dalle prime applicazioni, nel definire le condizioni economiche di ritiro dell'energia elettrica previste dall'art. 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, e dal comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239, ha ritenuto opportuno tenere conto delle peculiarità di impianti di ridotte dimensioni caratterizzati da elevati costi di esercizio e manutenzione, nonché limitata produzione annua (impianti con produzioni annue di pochi milioni di kWh). A tale scopo, ha previsto l'introduzione di una forma di tutela per gli impianti alimentati da risorse rinnovabili marginali o residuali che, diversamente, non potrebbero coprire i propri costi di gestione, assicurando la sopravvivenza economica agli impianti di minori dimensioni indipendentemente dall'andamento del mercato elettrico. Tale forma di tutela si è esplicitata nell'introduzione di prezzi minimi garantiti da applicare agli impianti di produzione da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW. I predetti prezzi sono correlati ai soli costi di gestione degli impianti e, in quanto tali, soggetti a variabilità nel tempo. Inizialmente, in fase di prima applicazione, non disponendo di tutti i dati necessari per una corretta definizione, i prezzi minimi garantiti non sono stati differenziati per fonte (con l'eccezione della fonte idroelettrica), mentre, nel 2011 l'Autorità aveva definito⁵⁷, con effetti a partire dal 2012, i valori dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte sulla base dei costi operativi degli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, come raccolti e analizzati dal Dipartimento energia del Politecnico di Milano. Lo stesso provvedimento, al fine di prevedere una transizione graduale dai prezzi minimi indifferenziati per fonte a quelli

⁵⁷ Delibera 28 luglio 2011, ARG/elt 103/11.

correlati ai costi operativi specifici per ogni singola fonte, aveva mantenuto un prezzo minimo garantito di base, non strettamente correlato ai costi operativi e posto convenzionalmente pari a 76,2 €/MWh, ovvero pari al valore dell'ultimo scaglione progressivo applicato nell'anno 2011 e in linea con il prezzo di mercato medio atteso.

Nell'ottobre 2013, l'Autorità ha indicato⁵⁸ gli orientamenti in merito al completamento del percorso già avviato, finalizzato alla definizione di prezzi minimi garantiti unicamente correlati ai predetti costi di gestione e di combustibile. Al tempo stesso, questi ultimi dati di costo sono stati rivisti e aggiornati, sulla base di un ulteriore studio effettuato dal Dipartimento energia del Politecnico di Milano.

A conclusione della consultazione, l'Autorità ha definito⁵⁹ la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte, da applicarsi a decorrere dall'anno 2014. In particolare:

- è stato eliminato il prezzo minimo garantito di base correlato ai prezzi medi di mercato dell'energia elettrica nell'anno in cui viene effettuata la ridefinizione, poiché tale prezzo non è rappresentativo dei costi operativi;
- sono stati definiti una nuova struttura e nuovi valori dei prezzi minimi garantiti differenziati per fonte che riflettono i costi di esercizio e di combustibile;
- si è previsto che i valori dei prezzi minimi garantiti siano aggiornati su base annuale, per gli anni successivi all'anno 2014, applicando, ai valori in vigore nell'anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat. Fanno eccezione i valori dei prezzi minimi garantiti previsti per gli impianti idroelettrici per i quali non si aggiorna, in aumento, la parte dei valori dei prezzi minimi garantiti a copertura dei canoni relativi alle concessioni idroelettriche, nonché dei costi relativi alla tassazione sull'immobile (pari a 25 €/MWh);
- è stata consentita l'applicazione dei prezzi minimi garantiti a tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili che hanno diritto ad accedere al ritiro dedicato, anche qualora scegliessero di destinare la propria energia elettrica immessa a un trader o accedendo direttamente ai mercati organizzati dell'energia elettrica.

Nuovi interventi relativi agli impianti di generazione distribuita per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale

Nel marzo 2012, l'Autorità era intervenuta⁶⁰ approvando la Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita (Allegato A70 al Codice di rete di Terna) e definendo opportune tempistiche per una sua rapida implementazione, distinguendo tra impianti di nuova realizzazione e impianti esistenti. In particolare, erano state definite le caratteristiche che i nuovi *inverter*, ovvero le nuove macchine rotanti, e i nuovi sistemi di protezione d'interfaccia devono avere per poter essere installati sui nuovi impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di bassa e media tensione; inoltre, sono stati definiti gli interventi di *retrofit* sugli impianti esistenti di potenza superiore a 50 kW connessi con le reti di media tensione per

⁵⁸ Con il documento per la consultazione 31 ottobre 2013, 486/2013/R/efr.

⁵⁹ Delibera 28 luglio 2011, 618/2013/R/efr.

⁶⁰ Delibera 8 marzo 2012, 84/2012/R/eel.

l'adeguamento, ad alcune delle predette caratteristiche, degli *inverter*, ovvero delle macchine rotanti, e dei sistemi di protezione d'interfaccia già installati.

Nel giugno 2013, l'Autorità è nuovamente intervenuta⁶¹ integrando la regolazione precedente. In particolare, sono stati previsti gli interventi di *retrofit* anche sugli impianti esistenti di potenza fino a 50 kW connessi con le reti di media tensione e sugli impianti di potenza superiore a 6 kW connessi con le reti di bassa tensione, per l'adeguamento degli *inverter* e dei sistemi di protezione d'interfaccia già installati, affinché i predetti impianti rimangano connessi con la rete almeno all'interno dell'intervallo di frequenza 49 Hz – 51 Hz.

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

Stato incentivazione fonti rinnovabili e assimilate

Nel 2013 è stato confermato il progressivo peggioramento del fabbisogno economico del Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (Conto A3), già evidenziato nel corso dell'anno precedente. Inoltre, nel 2013 la domanda di energia elettrica ha registrato, analogamente al 2012, una ulteriore dinamica negativa rispetto all'anno precedente, con una conseguente riduzione del gettito delle componenti tariffarie direttamente applicate al consumo.

Nel corso del 2013 l'Autorità ha, pertanto, attuato l'adeguamento graduale e programmato⁶² della componente tariffaria A₃, con l'obiettivo di assicurare la copertura degli oneri di competenza 2013 e di ottenere un gettito adeguato a compensare il deficit accumulato nel periodo *ante* 2012 (pari a circa 1,5 miliardi di euro). Nella seconda parte dell'anno, detto percorso è stato definito tenendo conto anche degli oneri in quel momento stimabili, in capo al Conto A₃, per l'anno successivo (2014), nella prospettiva di una tendenziale stabilizzazione nel medio termine dell'aliquota della medesima componente tariffaria.

In totale, nel corso del 2013, l'aliquota della componente tariffaria A₃ è stata aumentata di circa il 16% (aliquota IV trimestre 2013 rispetto all'aliquota IV trimestre 2012). L'aliquota prevista a partire dal IV trimestre 2013 è stata dimensionata per ottenere un gettito annuo di oltre 13 miliardi di euro. A tali livelli la componente tariffaria A₃, nella spesa annua dell'utente domestico tipo, è più onerosa della somma di tutti i corrispettivi per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura.

L'aumento della componente A₃ ha consentito il progressivo riassorbimento del deficit pregresso del Conto A₃ nel corso del 2013, consentendo così la graduale restituzione, da parte di tale conto, delle anticipazioni ottenute da altri conti di gestione al fine di garantire l'ordinaria erogazione delle anticipazioni.

La tavola seguente sintetizza gli oneri posti in capo al Conto A₃ nel 2013 (dati di preconsuntivo), confrontati con quelli del 2012.

⁶¹ Delibera 6 giugno 2013, 243/2013/R/eel.

⁶² Iniziato con la delibera 27 settembre 2012, 383/2012/R/com.

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

ONERI DI COMPETENZA	2012		2013	
	VALORE	QUOTA %	VALORE	QUOTA %
Compravendita energia elettrica rinnovabile CIP6	406	4,1	387	3,2
Ritiro certificati verdi	1.392	14,0	1.409	11,8
Fotovoltaico	6.161	61,8	6.616	55,4
Ritiro dedicato	80	0,8	338	2,8
Tariffa omnicomprensiva	786	7,9	1.521	12,7
FER incentivi amministrati ex decreto legislativo n. 28/11	0	0,0	62	0,5
Funzionamento GSE e altro	26	0,3	10	0,1
Scambio sul posto	93	0,9	104	0,9
TOTALE RINNOVABILI	8.944	89,7	10.447	87,4
Compravendita energia elettrica assimilata CIP6	724	7,3	633	5,3
Oneri CO ₂ assimilate	198	2,0	85	0,7
Copertura certificati verdi assimilate	43	0,4	113	0,9
Risoluzione CIP6	64	0,6	456	3,8
TOTALE ASSIMILATE	1.029	10,3	1.287	10,8
Conguagli CIP6 per effetto di contenziosi e deroghe			218	1,8
TOTALE ONERI A₃	9.973	100,0	11.952	100,0

Tariffe per il servizio di trasmissione

In sede di aggiornamento delle tariffe di trasmissione per l'anno 2013, l'Autorità ha confermato⁶³ anche per tale anno la struttura monomia della tariffa, avviando contestualmente approfondimenti in merito alle criticità segnalate da Terna in relazione alla possibilità di determinare in modo omogeneo e univoco la potenza disponibile nei punti di interconnessione.

In esito a tali approfondimenti, con il documento per la consultazione 455/2013/R/eel⁶⁴, recante *Interventi straordinari di adeguamento della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica*, l'Autorità, con riferimento al servizio di trasmissione, ha proposto:

- il mantenimento, anche per i restanti anni del quarto periodo di regolazione (2014 e 2015), della struttura monomia della componente tariffaria a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici (CTR), confermando contestualmente il meccanismo di garanzia dei ricavi della trasmissione⁶⁵ in vigore;
- l'introduzione della struttura binomia nella componente tariffaria a copertura dei costi di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale prelevata da clienti finali (TRAS) connessi in AT/AAT, sulla base del criterio di invarianza dei costi di trasmissione complessivamente attribuiti a tale categoria di clienti.

⁶³ Delibera 20 dicembre 2012, 565/2012/R/eel.

⁶⁴ Consultazione del 17 ottobre 2013.

⁶⁵ Di cui all'art. 4 della delibera 19 dicembre 2008, ARG/elt 188/08.

Le tariffe per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, nonché le condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione, sono state aggiornate⁶⁶ per l'anno 2014, sulla base dei criteri di regolazione tariffaria approvati nell'Allegato A, *Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT)*⁶⁷, per il periodo di regolazione 2012- 2015.

Per quanto concerne il servizio di trasmissione, l'Autorità ha previsto in particolare di:

- confermare il mantenimento della struttura monomia della componente tariffaria a copertura dei costi relativi al servizio di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale per le imprese distributrici (CTR);
- al fine di migliorare la *cost reflectivity* della struttura tariffaria e fornire ai clienti finali i segnali di costo connessi con l'effettivo impegno della rete, introdurre, a partire dall'anno 2014, la componente TRAS in forma binomia per le tipologie di utenza connesse in AT/AAT, sulla base del criterio di invarianza dei costi di trasmissione complessivamente attribuiti a tale tipologia di utenza, prevedendo in particolare che la componente in potenza (TRASP) sia definita in funzione della potenza impegnata dai medesimi clienti finali;
- rideterminare, ai fini dell'aggiornamento della componente CTR, i volumi di riferimento, assumendo i dati di consuntivo relativi agli ultimi dodici mesi disponibili, al fine di tener conto dei minori volumi di energia movimentati sulla RTN;
- riconoscere a Terna gli investimenti afferenti all'opera di interconnessione tra Italia e Montenegro, attraverso una specifica componente tariffaria (maggiorazione della componente UC₃) che garantisce una separata evidenza del gettito associato a tali investimenti, risolutivamente condizionando l'efficacia di tale riconoscimento all'eventuale parere negativo del Consiglio di Stato sulla valenza giuridica dell'Accordo intergovernativo tra Italia e Montenegro ai fini del riconoscimento tariffario degli oneri connessi con le opere situate oltre i confini nazionali;
- determinare il tasso di remunerazione del capitale investito netto per il biennio 2014 e 2015 in misura pari al 6,3%.

All'inizio del 2013, l'Autorità ha individuato⁶⁸ gli interventi di sviluppo della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), strategici per il sistema elettrico nazionale, per il periodo 2012-2015, inclusi nella tipologia I=3⁶⁹, e le relative *milestone* e 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.

Nell'ottobre 2013, è stato accertato⁷⁰ lo stato di raggiungimento delle *milestone* degli investimenti strategici di sviluppo della RTN relativi al primo semestre dell'anno 2013 ed è stato disposto⁷¹ il

⁶⁶ Delibera 19 dicembre 2013, 607/2013/R/eel.

⁶⁷ Delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 199/11.

⁶⁸ Delibera 31 gennaio 2013, 40/2013/R/eel.

⁶⁹ La categoria I=3 comprende gli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto volti a ridurre le congestioni tra zone di mercato, le congestioni intrazonali e gli investimenti volti ad incrementare la *Net Transfer Capacity (NTC)* sulle frontiere elettriche (comma 19.6 testo integrato trasporto, TIT).

⁷⁰ Delibera 24 ottobre 2013, 469/2013/R/eel.

⁷¹ In coerenza con le disposizioni di cui all'art. 29 del Testo Integrato Trasporto (TIT) e al punto 4 della delibera 40/2013/R/eel.

riconoscimento al gestore del sistema di trasmissione dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti sulle immobilizzazioni in corso, relative agli investimenti inclusi nella tipologia I=3, a valere sulle tariffe di trasmissione 2014.

Tariffe per il servizio di distribuzione

Con riferimento al servizio di distribuzione, l'Autorità ha definito⁷² 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 (tariffa obbligatoria) e le tariffe percepite dai distributori a copertura dei costi del servizio. Questi ultimi vengono ripagati in base alla tariffa di riferimento che è calcolata secondo criteri uniformi, ma differenziata per impresa – in quanto ciascun distributore sostiene costi differenti per lo svolgimento del servizio. Esiste poi un sistema di perequazione che si incarica di riequilibrare per ciascuna impresa i ricavi (raccolti attraverso la tariffa obbligatoria) con i costi effettivamente sostenuti (coperti dalla tariffa di riferimento).

Il livello della tariffa obbligatoria viene aggiornato annualmente dall'Autorità in una logica di garanzia del vincolo di bilancio per ciascuna tipologia di contratto (domestico, non domestico).

In particolare, le tariffe relative al servizio distribuzione vengono aggiornate prevedendo:

- la riduzione, in termini reali, della parte di tariffa che remunera i costi operativi, secondo il meccanismo del *price cap*;
- l'adeguamento della restante parte della tariffa, a copertura di ammortamenti e remunerazione del capitale investito, per tener conto dei nuovi investimenti realizzati, a favore della sicurezza, della concorrenza e della qualità del servizio.

Nell'ambito dell'aggiornamento delle tariffe obbligatorie è stato anche aggiornato il tasso di remunerazione del capitale investito netto per il biennio 2014 e 2015, fissato pari al 6,4%.

Inoltre l'Autorità ha disposto⁷³ l'aggiornamento per l'anno 2014 dei corrispettivi e delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione sulla base dei criteri di regolazione tariffaria approvati nel 2011.

Procedimento di revisione delle tariffe domestiche e sperimentazione tariffaria per pompe di calore utilizzate come unico sistema di riscaldamento

Nel maggio 2013, l'Autorità ha avviato⁷⁴ 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. Tale

⁷² Con la delibera ARG/el 199/11.

⁷³ Con la delibera 607/2013/R/eel.

⁷⁴ Delibera 16 maggio 2013, 204/2013/R/eel.

procedimento è finalizzato agli obiettivi generali di allineamento delle tariffe ai costi, di utilizzo razionale delle risorse e di promozione delle iniziative di efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili; il procedimento prevede anche la possibilità di attivare misure specifiche già a partire dall'anno 2014, in modo da dare graduale attuazione agli obiettivi delineati, nelle more della definizione della regolamentazione tariffaria per il successivo periodo di regolazione (2016-2019).

Nell'ambito del procedimento avviato, l'Autorità ha previsto⁷⁵ che dall'1 luglio 2014 venga avviata una sperimentazione tariffaria su scala nazionale rivolta ai clienti domestici che utilizzano, nell'abitazione di residenza, pompe di calore elettriche come unico sistema di riscaldamento delle proprie abitazioni. Ai clienti che aderiranno alla sperimentazione tariffaria verrà applicata la tariffa di rete D1, caratterizzata dall'assenza di progressività del costo del kWh rispetto ai consumi complessivi annui, che invece contrassegna le tariffe di rete D2 e D3, attualmente applicate ai clienti domestici.

Gli elementi chiave di tale sperimentazione tariffaria saranno i seguenti:

- adesione volontaria dei clienti;
- limitazione ai soli clienti domestici che utilizzano pompe di calore elettriche nell'abitazione di residenza come unico sistema di riscaldamento delle proprie abitazioni;
- applicazione della tariffa D1 così come definita all'art. 30 del Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica (TIT);
- assenza della necessità di installare un nuovo punto di prelievo dedicato alla pompa di calore (diversamente da quanto finora previsto per coloro che richiedono l'applicazione della tariffa "bassa tensione altri usi" per i soli consumi della pompa di calore);
- applicazione, da parte delle aziende distributrici, di un sistema di monitoraggio dei consumi elettrici ai clienti coinvolti;
- termine della sperimentazione fissato alla fine dell'attuale periodo di regolazione tariffaria (31 dicembre 2015), in quanto dal successivo periodo di regolazione verranno applicate le nuove tariffe domestiche di rete, definite in esito al procedimento 204/2013/R/eel.

In attuazione di tale delibera, L'Autorità ha quindi presentato⁷⁶ i propri primi orientamenti in merito all'esatta delimitazione dell'insieme di clienti domestici che potrà accedere alla sperimentazione, alla definizione delle modalità di monitoraggio da implementare presso i clienti partecipanti e alla fissazione dei criteri di calcolo delle aliquote delle componenti A e UC (oneri generali di sistema) applicabili ai clienti partecipanti.

Esclusione di trasferimenti incrociati tra attività della filiera

La delibera 11/07 "Obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas" è stata introdotta nell'ordinamento italiano proprio per provvedere, tra le altre cose, a escludere che le imprese operanti nel settore elettrico e del gas

⁷⁵ Con l'art. 8 della delibera 607/2013/R/eel.

⁷⁶ Tramite la pubblicazione il 13 febbraio 2014 del documento per la consultazione 52/2014/R/eel.

effettuino trasferimenti incrociati di risorse tra diverse attività della filiera. Nel corso del 2013 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

Nell'ambito della costituzione del *Target Model* per il mercato elettrico europeo, all'Autorità italiana in collaborazione con quella tedesca, è stato affidato il compito di coordinare le attività relative alla preparazione della *roadmap* per l'implementazione del *day-ahead market coupling* con l'obiettivo finale di raggiungere, entro il 2014, l'accoppiamento (*coupling*) dei mercati del giorno prima a livello europeo.

La strategia adottata da ACER per raggiungere l'accoppiamento di tutte le Borse europee consiste nel realizzare inizialmente il *coupling* in un'area composta da Paesi i cui mercati si trovano già in avanzato stato di integrazione, per estendere successivamente il modello agli altri Paesi. L'area individuata come nucleo iniziale di aggregazione è rappresentata dalla regione Centro-Ovest (CWE), composta da Belgio, Francia, Germania e Paesi Bassi, che già adotta il *market coupling* tra i rispettivi mercati. Nel percorso che conduce all'obiettivo finale sono stati inseriti degli obiettivi intermedi, il primo dei quali (Progetto NWE) è la realizzazione del *market coupling* nella regione Nord-Ovest (NWE), composta dai Paesi della regione CWE più Gran Bretagna e Scandinavia; inizialmente previsto entro la fine del 2012, il percorso è stato completato il 4 febbraio 2014 a causa delle difficoltà riscontrate in fase di implementazione.

L'Autorità ha concentrato le attività della regione Centro-Sud (CSE), coordinata dall'Autorità stessa e composta da Italia, Austria, Francia, Germania, Slovenia, Grecia e dalla Svizzera quale Paese osservatore, sulle aree prioritarie, identificate dal *Target Model*, dove particolare attenzione è dedicata al *coupling* del Mercato del giorno prima con i Paesi confinanti. Nel dicembre 2013 i gestori di rete e di mercato della regione, riuniti nel *Pre and Post Coupling Project* (PPC), hanno completato con successo la fase di disegno del progetto e hanno chiesto e ottenuto dai regolatori l'invito a procedere nella direzione tracciata. L'integrazione della regione CSE è prevista per dicembre 2014, così come indicato nella *Roadmap* elaborata dai TSO e dai gestori del mercato (PXs) della regione e condivisa con i regolatori. Il completamento del processo di integrazione richiederà all'Autorità e al Ministero dello sviluppo economico di apportare per tempo modifiche alla disciplina di settore. Altro importante obiettivo raggiunto dalla regione CSE, nel solco dell'armonizzazione delle regole di allocazione con la regione CWE, è quello dello svolgimento delle procedure d'asta per l'allocazione esplicita della capacità di trasporto transfrontaliera. Ciò avviene su base annuale, mensile e giornaliera attraverso la società CASC (*Capacity Allocation Service Company*) già dalla fine del mese di marzo 2011.

Integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno: *market coupling* sulla frontiera Slovenia-Italia

Il *market coupling* tra il Mercato del Giorno Prima gestito dalla Borsa elettrica italiana (Gestore dei mercati energetici - GME) e il mercato del giorno prima gestito dalla Borsa elettrica slovena (BSP), per l'assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull'interconnessione italo-slovena, è

entrato in operatività l'1 gennaio 2011⁷⁷. Il meccanismo del *market coupling* sull'interconnessione Italia- Slovenia è strutturato secondo quanto pattuito rispettivamente nel *Master Agreement* (MA) e nel *Pentalateral Agreement* (PA). Il MA fissa i principali obiettivi e criteri cui deve uniformarsi il modello di *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia, nonché le condizioni minime cui i soggetti firmatari del MA sono pronti ad assumersi i rispettivi impegni per l'implementazione del suddetto modello. Il PA fissa le regole e le procedure finalizzate all'efficace ed efficiente attuazione del modello di *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia, nonché i reciproci diritti e obblighi dei TSO e delle Borse nell'esecuzione delle citate regole e procedure.

L'accordo iniziale italo-sloveno aveva durata annuale, ma è stato prorogato più volte fino al 31 dicembre 2013 quando l'Autorità ha approvato⁷⁸ gli accordi per la prosecuzione del *market coupling* sull'interconnessione Italia-Slovenia dal 2014 in avanti.

Rispetto agli accordi stipulati per il 2013, quelli approvati con tale provvedimento prevedono:

- il subentro di BSP (la Borsa slovena) a ELES (il TSO sloveno) nel ruolo di *Central Counter Party* (soggetto che agisce da controparte centrale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling*) per la Slovenia;
- la valorizzazione delle importazioni/esportazioni di energia risultanti dal *market coupling* al valor medio tra i prezzi orari registrati nella zona importatrice ed esportatrice; ciò al fine di consentire:
 - in caso di importazione dalla Slovenia, a BSP di entrare nella disponibilità della quota parte di rendita di congestione di competenza di ELES, a partire dal secondo giorno lavorativo successivo al giorno in cui è stata conclusa la transazione;
 - in caso di esportazione dall'Italia, al GME di entrare nella disponibilità della quota parte di rendita di congestione di competenza di Terna, a partire dal secondo giorno lavorativo successivo al giorno in cui è stata conclusa la transazione;
- il rinnovo automatico del MA e del PA fino al completamento operativo del progetto regionale *Italian Borders Working Table* (IBWT), che prevede l'integrazione del mercato elettrico italiano con quelli dei Paesi confinanti attraverso il meccanismo di *market coupling*; si prevede, comunque, la possibilità per le parti di recedere dall'accordo qualora il progetto regionale IBWT non fosse completato entro il 2016 e previa autorizzazione delle Autorità di regolazione competenti.

L'avvio del *market coupling* ha avuto un crescente impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione della capacità transfrontaliera. Anzitutto, il *market coupling* ha determinato, sulla frontiera italo-slovena, flussi commerciali di energia coerenti con i differenziali di prezzo tra le rispettive Borse elettriche. Ciò è dovuto anche alla crescita esponenziale della quota media di capacità assegnata attraverso aste esplicite annuali e mensili che, non essendo utilizzata dagli acquirenti, viene rivenduta su base giornaliera tramite il *market coupling* (*Use-It Or Sell-It*: UIOSI): 20% nel 2011, 95% nel 2012 e 98% nel 2013. Ciò significa che attualmente l'allocazione della capacità sulla frontiera italo-slovena ha luogo per intero tramite *market coupling*. Di pari passo è cresciuta anche la capacità media allocata a livello giornaliero: 126 MW nel 2011, 404 MW nel 2012 e 418 MW nel 2013. Infine, si è registrato anche un non trascurabile numero di ore di

⁷⁷ Delibere: 13 settembre 2010, ARG/elt 143/10 e 16 dicembre 2010, ARG/elt 243/10.

⁷⁸ Delibera 9 dicembre 2013, 609/2013/R/eel.

convergenza dei prezzi, pari al 20% e al 12% delle ore dell'anno, rispettivamente nel 2012 e nel 2013.

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 adottato⁷⁹ 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 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 maggio 2012 e a valle delle opportune verifiche di coerenza, l'Autorità ha reso disponibile sul proprio sito internet, ai fini della consultazione, lo schema di Piano decennale di sviluppo della RTN, relativo all'anno 2012. Nell'ambito della consultazione sono state organizzate dall'Autorità due sessioni pubbliche di presentazione dello schema di Piano 2012 da parte di Terna, con la partecipazione dei soggetti interessati, rappresentativi del sistema elettrico (operatori e consumatori e loro associazioni). È stata inoltre prevista la possibilità, per tutti i soggetti interessati, di far pervenire a Terna eventuali quesiti specifici sullo schema di Piano 2012, le cui risposte, elaborate da Terna, sono state pubblicate sui siti internet dell'Autorità e di Terna.

Il procedimento di valutazione dello schema di Piano decennale 2012 da parte dell'Autorità si è concluso con l'adozione del parere 22 maggio 2013, 214/2013/l/eel. Tale parere è stato trasmesso al Ministro dello sviluppo economico e alla società Terna, e verrà pubblicato sul sito internet dell'Autorità successivamente all'approvazione del Piano decennale di sviluppo della RTN 2012 da parte del Ministro dello sviluppo economico.

Coordinamento internazionale con altri regolatori e con ACER

Nel corso del 2013 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 stata 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 energia⁸⁰ on riferimento al settore elettrico, per l'anno appena trascorso ha riguardato i

⁷⁹ Delibera del 22 marzo 2012, 102/2012/R/eel.

⁸⁰ Il Terzo pacchetto energia, pubblicato nella *Gazzetta Ufficiale* dell'Unione europea il 14 agosto 2009, si compone di cinque misure normative: regolamento (CE) 713/2009 che istituisce l'ACER, direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE in materia di energia

i seguenti ambiti di intervento:

- l'allocazione della capacità e la gestione delle congestioni (CACM);
- la connessione con la rete;
- la sicurezza nella gestione dei sistemi elettrici.

L'Autorità ha inoltre assunto la leadership, insieme con ACER e con il regolatore francese, dell'attività di redazione delle *Linee guida* sull'integrazione dei mercati del bilanciamento.

Sempre in ambito ACER si segnala l'intensa attività svolta nel 2013 con riferimento al Pacchetto infrastrutture. A tal riguardo, si ricorda il contributo significativo dell'Autorità, insieme con quello degli altri regolatori europei, alla preparazione degli elenchi regionali contenenti progetti infrastrutturali di interesse comunitario confluiti nelle opinioni ACER del 18 luglio 2013, sulla cui base la Commissione europea ha adottato una prima lista di 248 progetti infrastrutturali di interesse comunitario, il 24 ottobre 2013. Inoltre, l'Autorità ha partecipato fattivamente ai gruppi di lavoro ACER impegnati nella definizione delle regole di allocazione transfrontaliera dei costi dei PCI selezionati (raccomandazione ACER del 25 settembre 2013), nonché alla valutazione dei criteri della relativa analisi costi-benefici proposti dagli ENTSO (per il settore elettrico, opinione ACER del gennaio 2014).

La legislazione europea affida ai regolatori nazionali importanti responsabilità in tema di tutela dei consumatori, promozione di prezzi equi e introduzione di strumenti semplici per l'esercizio del diritto di scelta del proprio fornitore e per la risoluzione delle controversie. Per tale ragione, nel 2013 l'Autorità ha collaborato con le altre Autorità europee all'interno del CEER, con lo scopo di approfondire la comprensione delle esigenze attuali e future dei consumatori e sviluppare una visione delle sfide al 2020 articolate su quattro principi fondamentali: accessibilità, affidabilità, semplicità, tutela e "capacitazione".

Collaborazione con paesi Terzi dell'Unione europea

La collaborazione dell'Autorità con i paesi Terzi dell'Unione europea si è prevalentemente svolta attraverso le apposite istituzioni e strutture di cooperazione fra regolatori europei e non europei dell'area dei Balcani e del Mediterraneo a cui l'Autorità stessa ha attivamente contribuito sin dalla loro fondazione.

Anche nel 2013 l'Autorità ha contribuito ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-Est Europa (EnCT)⁸¹ attraverso la partecipazione diretta e

elettrica e gas naturale, nonché i regolamenti (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009 in materia di accesso alle infrastrutture di trasmissione/trasporto.

⁸¹ 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. La Croazia, essendo diventata membro dell'Unione europea dall'1 luglio 2013, a partire da tale data non è più parte contraente del Trattato EnCT. 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 otto Autorità di

continuativa 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*⁸² sull'energia elettrica (Grecia) e sul gas (Slovenia), che hanno lo scopo di condividere le decisioni prese a livello istituzionale con gli *stakeholders* del settore e guidare il processo di integrazione regionale. In tali contesti, l'Autorità è rappresentata ai più alti livelli e ha partecipato a tre riunioni plenarie ECRB, durante le quali sono stati discussi e approvati i documenti elaborati dai gruppi di lavoro.

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'anno appena trascorso, l'Autorità ha mantenuto il suo impegno internazionale nel bacino del Mediterraneo, in particolare attraverso MEDREG, di cui è fondatrice e promotrice. Durante l'ultima Assemblea generale, tenutasi gli scorsi 18 e 19 novembre a Grasse (Francia), a seguito dell'approvazione di alcune modifiche allo statuto e al regolamento interno, è stato riconosciuto all'Autorità il ruolo di *Permanent Vice-President*, confermando la sede del Segretariato presso gli Uffici di Milano dell'Autorità; il Segretariato si avvale di un rappresentante della struttura dell'Autorità per il ruolo di Coordinatore generale. All'Autorità è stato inoltre affidato, attraverso una delega (c.d. *proxy*) da parte del Presidente MEDREG, il supporto alla gestione amministrativa e giuridica del Segretariato.

MEDREG, oggi l'istituzione di riferimento per la regolazione energetica nel bacino del Mediterraneo, pone tra i suoi obiettivi il sostegno allo sviluppo e all'integrazione dei mercati energetici, considerandolo propedeutico alla creazione della comunità energetica del Mediterraneo. Il ruolo di MEDREG è da tempo riconosciuto dalla Commissione europea con la quale lo scorso 1 ottobre è stato firmato (dopo due rinnovi consecutivi, 2008-2009 e 2010-2012) un nuovo contratto di servizio (ENPI/2013/329- 093) dal titolo *Support to cooperation between the European Mediterranean Energy regulators* (MEDREG III), valido fino al 30 settembre 2016 e del valore di circa 3 milioni di euro. L'Autorità ha coordinato con successo il primo contratto di servizio e attualmente supporta il Segretariato anche nella gestione del nuovo contratto.

A conferma della necessità di dialogo fra regolatori e operatori di rete, lo scorso 30 settembre 2013 ad Algeri è stato firmato un accordo di cooperazione fra MEDREG e Med-TSO (*Mediterranean Transmission System Operators*), l'omologa associazione degli operatori delle reti di trasmissione elettrica nel Mediterraneo, con sede in Italia. MEDREG e Med-TSO avranno come obiettivo principale quello di sviluppare una visione comune per l'integrazione dei mercati elettrici mediterranei, che incoraggerà l'adozione di regole armonizzate e rafforzerà la cooperazione tecnica in aree di interesse comune.

L'Autorità promuove la diffusione della cultura regolatoria nazionale ed europea sul piano bilaterale, attraverso incontri, accordi di cooperazione e riunioni di collaborazione con i regolatori nazionali, i governi e le imprese di paesi europei ed extra europei interessati a conoscere il modello italiano di regolazione energetica. Durante l'anno trascorso, i principali contatti

regolazione dei Paesi firmatari dell'EnCT (*Contracting Parties*), della Commissione europea (nel ruolo di Vicepresidente) dell'ACER e dei Paesi dell'Unione europea aderenti su base volontaria all'EnCT (*Participants*), che a tutt'oggi sono 16, fra cui l'Italia. Compito principale del *Board* dei regolatori 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.

⁸² I *fora* dei settori dell'elettricità e del gas sono riunioni annuali di tutte le istituzioni dell'*Energy Community*, 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.

dell'Autorità italiana sono stati con l'Arabia Saudita, la Cina, l'Egitto, la Georgia, il Giappone, Israele, l'Indonesia, il Montenegro, Singapore e la Turchia.

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

I dati provvisori diffusi da Terna mostrano come, nel 2013, i consumi di energia elettrica siano diminuiti del 3,4%, passando dai 307 TWh del 2012 ai quasi 297 TWh del 2013. La riduzione dei consumi si è rivelata ben maggiore della diminuzione del PIL, che nello stesso periodo ha registrato una contrazione dell'1,9%.

La tavola 3.4 mostra la produzione e gli impieghi di energia elettrica negli ultimi due anni, evidenziando come, anche nel 2013, la produzione netta abbia coperto l'87,5% del fabbisogno nazionale con i 44,3 TWh di importazioni che hanno consentito di coprire la restante parte della domanda. In diminuzione del 5,5% sono anche le esportazioni, che quest'anno si sono fermate a 2.178 GWh. Un'analisi dei dati relativi agli impieghi consente di evidenziare come i consumi si siano ridotti in tutti i settori, in particolare nel comparto industriale (-4,7%), ma anche nel settore domestico (-4,3%).

Il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo alla fine di luglio, quando ha raggiunto 53,9 GW.

Tavola 3.3 Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2012 e nel 2013

GWh

	2012	2013 ^(A)	VARIAZ. %
Produzione lorda	299.276	287.830	-3,8
Servizi ausiliari	11.470	10.450	-8,9
Produzione netta	287.806	277.380	-3,6
Ricevuta da fornitori esteri	45.408	44.331	-2,4
Ceduta a clienti esteri	2.304	2.178	-5,5
Destinata ai pompaggi	2.689	2.389	-11,2
Disponibilità per il consumo	328.220	317.144	-3,4
Perdite	21.000	20.394	-2,9
Consumi al netto delle perdite	307.220	296.750	-3,4

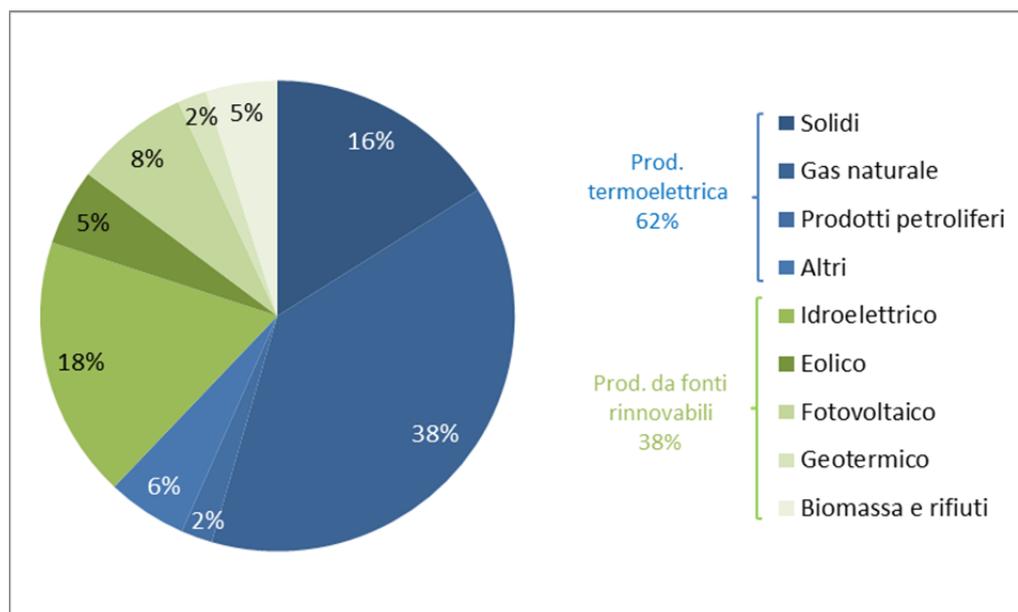
(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Terna.

Sempre nei dati provvisori di Terna, nel 2013 la produzione nazionale lorda è risultata di 287 TWh, in diminuzione del 3,8% rispetto allo scorso anno. Essa registra dunque un calo per il secondo anno consecutivo, il più forte dalla crisi del 2008-2009, dopo il -1% del 2012.

In particolare, nel 2013 la produzione termoelettrica ha segnato un crollo del -13%, corrispondente alla drastica riduzione della produzione di energia elettrica da gas naturale (-15%), ma anche, per la prima volta dal 2008, alla discesa della produzione da carbone (-7%). Continua pure il calo della produzione da prodotti petroliferi (-13%), ormai ridotta a una quota del 2% sulla produzione totale (a titolo di confronto, 15 anni fa tale quota era del 40%). Nel caso della produzione da gas, la rispettiva quota si è attestata al 38% nel 2013, contro il 43% del 2012 e il 50% di cinque anni fa.

Figura 3.1 Produzione lorda per fonte nel 2013



Fonte: Terna, dati provvisori.

In un contesto di sensibile riduzione della produzione complessiva, la crescita della fonte rinnovabile si mantiene sostenuta (+17% tra il 2012 e il 2013), in virtù dell'incremento della generazione eolica (+12%), fotovoltaica (+19%) e da biomassa e rifiuti (+12%), ma soprattutto per il notevole contributo, tra il 2012 e il 2013, della produzione idroelettrica (+21%). Gli ultimi incrementi annuali dell'eolico e del fotovoltaico appaiono sensibilmente inferiori rispetto allo scorso anno (quando avevano registrato, rispettivamente, un +36% e un +75%), ma hanno concorso a mantenere la produzione da queste due fonti, rispettivamente, al 14% e al 20% della produzione nazionale rinnovabile. Le due fonti rappresentano, nel 2013, oltre il 13% della produzione nazionale lorda, le rinnovabili nel complesso il 38%, lasciando alla produzione termoelettrica la restante quota del 62% (era il 68,5% nel 2012) (Fig. 3.1). Da soli, gas e rinnovabili assicurano il 76% della produzione.

Sempre in base ai dati provvisori di Terna, le importazioni nette di energia elettrica in Italia nel 2013 sono state pari a 42.153 GWh, con una riduzione del 2,2% rispetto all'anno precedente, dovuta a una riduzione sia delle importazioni lorde (-2,4% rispetto al 2012), sia delle esportazioni (-5,4% rispetto al 2012). Nel 2013 il saldo estero ha coperto il 13,3% del fabbisogno interno (era il 13,2% nel 2012). La contrazione delle importazioni è legata alla diminuzione dell'energia proveniente dalla Svizzera e dalla Grecia. Sulla riduzione totale delle importazioni ha influito il maggiore apporto di energia prodotta da fonti rinnovabili a livello nazionale e la necessità per Terna, in diversi casi, di modulare l'importazione per garantire una gestione del sistema in sicurezza. Per quanto riguarda le esportazioni, la contrazione è dovuta alla diminuzione dei flussi verso la Francia e la Grecia, in parte compensata dall'incremento verso la Svizzera.

Guardando al contributo dei principali gruppi alla generazione lorda nel 2013, si rileva come, dopo anni di costante diminuzione, la quota di Enel sulla produzione elettrica si sia attestata a un valore pari a quello dell'anno precedente (25,2% contro il 25,1% del 2012). Tra i grandi operatori, mantengono una quota stazionaria o in leggero aumento anche A2A ed Erg (entrambi al 3,1%). Un aumento più significativo della relativa quota è registrato da Iren, che passa dal 2,2% del 2012 al 3,1% del 2013. In calo invece Eni (dal 9,4% del 2012 all'8,5% del 2013) ed Edison (dal 7,1% al 6%).

La quota degli altri produttori di minore dimensione passa dal 32% al 35%, confermando una tendenza all'aumento registrata già dal 2000.

Le dinamiche della generazione lorda sono in parte spiegate anche da operazioni di fusioni e incorporazioni registrate nel 2013. In particolare, l'importanza di Edipower, che lo scorso anno deteneva quote significative sia di generazione, sia di capacità installata, si è piuttosto ridotta a causa della ricomposizione societaria che ha subito alla fine del 2013. Infatti, Iren Energia è uscita dal capitale sociale, portando però con sé una serie di impianti di Edipower, e le sue quote sono state redistribuite tra i restanti soci. L'uscita di Iren Energia ha fatto salire dal 56% al 71% la quota di A2A nel capitale sociale di Edipower.

L'indice di Herfindahal-Hirschman sulla generazione lorda risulta, comunque, in diminuzione per l'ennesimo anno, con un valore di 830 per il 2013 (era circa 860 nel 2012). La potenza termoelettrica lorda installata dai primi tre operatori copre il 52% della capacità installata, in leggero calo rispetto al 2012 (53%).

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	44,0
2012	325,5	54,1	124,2	3	43,0
2013	314,8	53,9	124,3	2	41,2

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

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

La massima capacità di generazione netta installata al 31 dicembre 2013 risulta pari a 124,3 GW (Tavola 3.5), mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 98,6 GW.

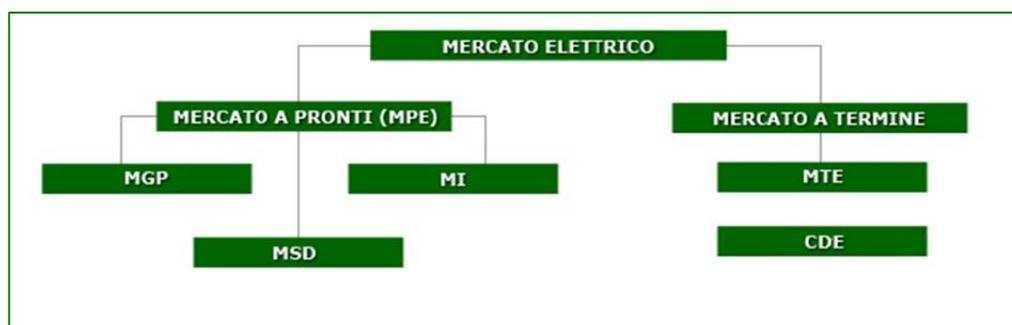
Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono due: Enel (31,1%) ed Edison (5,2%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 41,2% in diminuzione di quasi 2 punti percentuali rispetto al 2012. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato rispetto al 2012; infatti, il valore relativo al 2012 è pari a 1.101, mentre era uguale a 1.121 nell'anno precedente.

Per quanto riguarda la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore), gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono quattro: Enel (32,2%), Edison (6,1%), Eni (5,8%) ed Edipower (5,1%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 44,1%. L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2013 è pari a 1.226, in diminuzione rispetto al 2012 (1.477).

La struttura del mercato elettrico

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

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 negoziazioni sull'MGP. L'MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in quattro sessioni (MI1-MI2-MI3-MI4), 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 tre sottofasi di programmazione (MSD1-MSD2-MSD3), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione e non prevede la presentazione di nuove offerte ma solo la possibilità in capo a Terna di accettare offerte già presentate nell'MSD *ex ante*. 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 (tre prodotti), trimestrale (quattro prodotti) e annuale (un prodotto).

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). In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, 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.

Per quanto riguarda la partecipazione al mercato, anche nel 2013 si è registrato un aumento del numero degli operatori iscritti ai mercati elettrici del GME rispetto all'anno precedente. In particolare i soggetti iscritti sono passati dalle 200 unità del 2012 a 223. L'aumento ha riguardato i mercati *spot*: in particolare sull'MGP sono risultati 159 (+10 rispetto al 2012) e sul MI 122 (+8 rispetto al 2012); i partecipanti al mercato a termine (MTE) hanno invece registrato una lieve flessione, essendo passati dai 25 operatori del 2012 a 23 nel 2013. In aumento è risultata inoltre la partecipazione sulla Piattaforma di registrazione delle contrattazioni bilaterali (PCE) da 259 del 2012 a 287 del 2013.

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel 2013 la quantità di energia elettrica acquistata nel Sistema Italia è stata pari a 289,2 TWh, in calo del 2,9%⁸³ rispetto al 2012 (298,7 TWh), prolungando così il trend decrescente avviatosi nel 2010 e raggiungendo il minimo storico dalla partenza del mercato. Tale calo è dovuto alla forte contrazione dei volumi acquistati nella quasi totalità delle zone, in particolare in Sardegna (14,1%), nel Centro-Nord (-9,8%), nel Centro-Sud (-7,1%) e in Sicilia (-3,4%), mentre nella zona Nord i consumi hanno subito un calo più contenuto pari al -1,1%. L'unica macrozona a far registrare una ripresa degli acquisti è la zona Sud che, rispetto al 2012, è cresciuta del 2,7%. In netta ripresa sono

⁸³ La variazione rispetto all'anno precedente è calcolata sugli acquisti medi orari in considerazione del fatto che il 2012 è stato un anno bisestile.

anche gli acquisti delle zone estere (+17,3%), i cui volumi però continuano ad attestarsi su livelli contenuti.

Nonostante il calo degli acquisti, gli scambi di Borsa hanno fatto registrare un deciso aumento nel 2013 rispetto al 2012, attestandosi a circa 207 TWh (+16,1%). La crescita dei volumi di Borsa ha trascinato la liquidità del mercato che è passata dal 59,8% del 2012 al 71,6% del 2013.

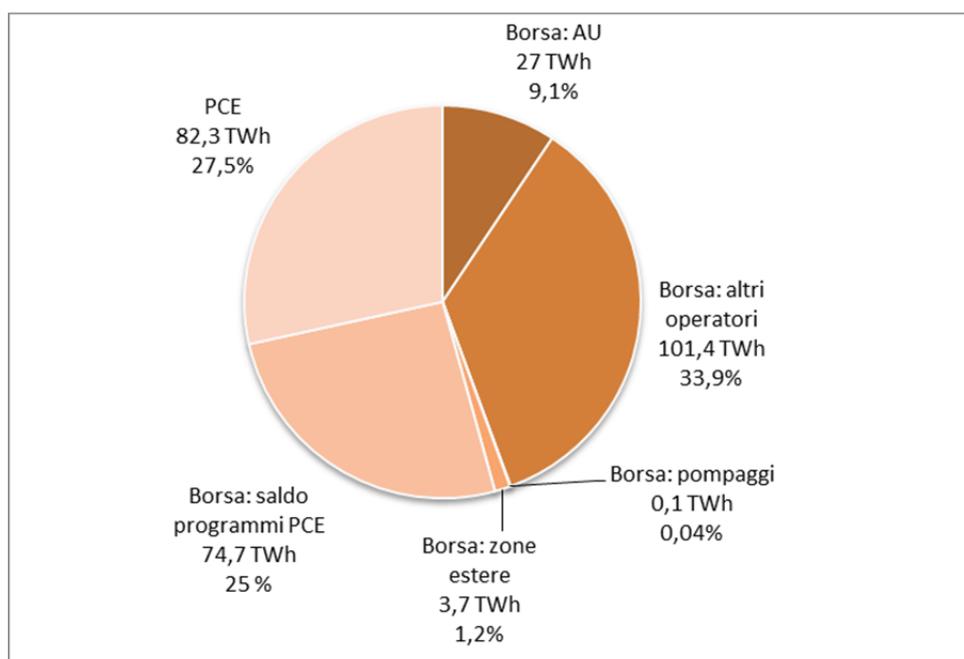
Tavola 3.5 Mercato dell'energia elettrica

TWh

ANNO	CONTRATTAZIONI SUL MGP		
	Complessive	di cui Borsa	di cui bilaterali
2002	-	-	-
2003	-	-	-
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

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

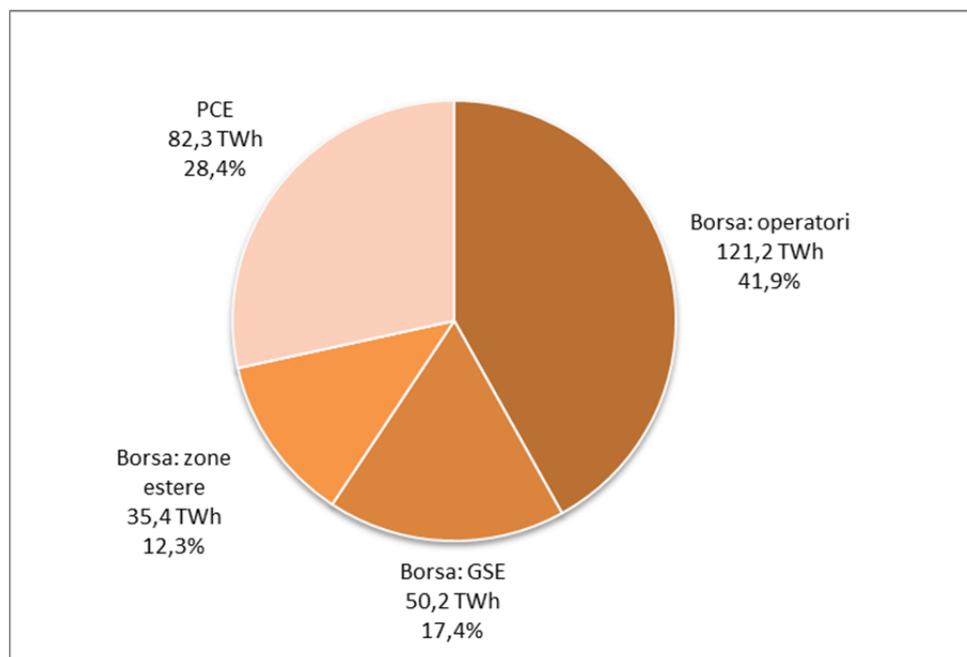
Figura 3.3 Composizione della domanda di energia elettrica nel 2013



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Un contributo importante alla riduzione degli acquisti è attribuibile, per il secondo anno consecutivo, all'Acquirente Unico (AU) che, con circa 27 TWh acquistati, ha registrato un calo di circa il 31%. Diminuzioni importanti degli acquisti si sono avuti anche per gli operatori diversi da AU che hanno ridotto la domanda del 6%, portandola a 101,4 TWh. Anche la domanda sottostante i contratti bilaterali ha registrato una forte contrazione attestandosi a 82,3 TWh (-31%).

Figura 3.4 Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2013



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

L'aumento dei volumi venduti in Borsa nel 2013, pari al 16%, è da ricondursi principalmente alla crescita delle offerte da parte degli operatori, diversi dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), le cui vendite, dopo due anni di calo, si sono attestate a 121,2 TWh, con un aumento del 28,5%. In ripresa anche le vendite delle zone estere che hanno fatto registrare un aumento del 7,8% attestandosi a 35,4 TWh. In controtendenza le offerte del GSE che, pur rimanendo in linea con i livelli elevati raggiunti nel 2012, quando la crescita fu del 30% rispetto all'anno prima, hanno fatto registrare una lieve flessione attestandosi a circa 50,2 TWh (-1,4%). Sulla PCE si registra, infine, una decisa contrazione dei volumi registrati che sono scesi a 82,3 TWh (-31,3%).

Tavola 3.6 Contratti bilaterali sul MGP

TWh

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

(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 2013

Come si è già detto nelle pagine precedenti, alla fine del 2013 il gruppo Iren ha ceduto la propria partecipazione nel capitale sociale di Edipower e le sue quote, pari al 21%, sono state redistribuite tra i restanti soci. Per effetto dell'uscita di Iren la quota di A2A nel capitale sociale di Edipower è salita dal 56% al 71%. Gli altri soci importanti, ma con quote di gran lunga inferiori, sono: Dolomiti Energia e Sel (entrambe con l'8,5%) e tre istituti finanziari di rilevanza nazionale: Mediobanca (5,1%), Fondazione Cassa di Risparmio di Torino (4,3%) e Banca Popolare di Milano (2,6%). L'operazione societaria ha però ridimensionato la capacità produttiva di Edipower, perché prima di cedere la propria partecipazione Iren Energia ne ha acquisito gli impianti di Turbigio, Tusciano, Calore, Bussento, Tanagro, Santa Maria Avigliano, Picentino e Grotta dell'Angelo.

Sempre a fine anno A2A Ambiente ha incorporato Partenope Ambiente (100% A2A), l'impresa che a febbraio 2013 aveva acquisito l'attività del Termovalorizzatore di Acerra dal Dipartimento Protezione Civile.

Un riordino interno ha interessato il gruppo Eni, che ha acquisito in parte l'attività di produzione di energia elettrica prima svolta da Enipower: gli impianti saranno d'ora in avanti dedicati all'autoproduzione.

Tra la fine del 2013 e l'inizio del 2014 Sorgenia Solar, società del gruppo Sorgenia, ha ceduto una parte di impianti fotovoltaici e l'intero impianto fotovoltaico di Vibo Valentia a due società del gruppo Ecoenergy PV Italy. Le operazioni fanno parte del programma di vendita di *asset* non strategici, che mira tra l'altro a focalizzare le attività del gruppo Sorgenia sul settore eolico.

Nel mese di luglio 2013 A2A ha ceduto cinque piccoli impianti idroelettrici ad acqua fluente, per una potenza installata di circa 8 MW a Chi.na.co.

Numerose 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 2013 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 62,99 €/MWh, con una flessione, rispetto al 2012, del 16,6%. Il ribasso è risultato particolarmente significativo soprattutto nelle ore di picco, dove il PUN è sceso al minimo storico (70,97 €/MWh, -17,7% rispetto all'anno precedente). Anche nelle ore di fuori picco la flessione dei prezzi è stata considerevole, seppur meno consistente, con i prezzi che sono scesi mediamente a 59,40 €/MWh (-14,9 % sull'anno precedente). Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di dicembre, raggiungendo i 69,28 €/MWh, mentre il picco di domanda mensile si è confermato nel mese di luglio con 26,6 TWh, in calo del 5,4% rispetto allo stesso mese del 2012.

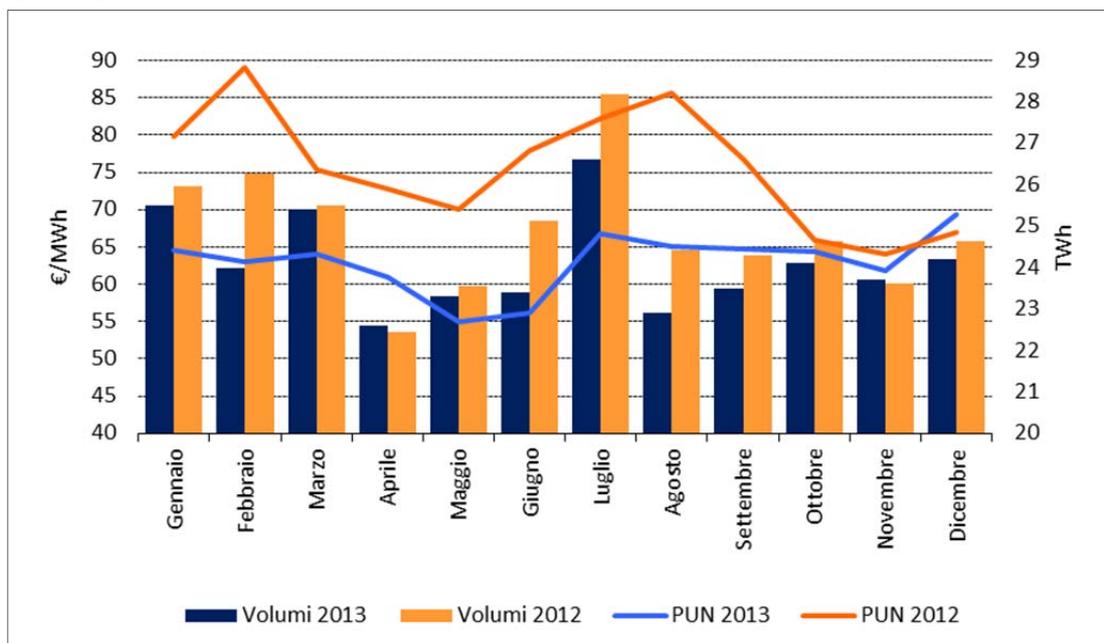
La contrazione dei consumi elettrici, unita al rafforzamento dell'offerta proveniente da fonti a costo variabile nullo, ha favorito una lieve riduzione della concentrazione e del potere di mercato, come evidenziato da un miglioramento di parte degli indicatori di competitività considerati.

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 1.285), seguita dalla zona Sud (HHI pari a 2.050) e dalla zona Centro Nord (HHI pari a 2.810); le altre zone mostrano tutti livelli di

concentrazione elevati e mediamente al di sopra di 3.000, il valore più alto si registra in Sardegna con un HHI medio pari a 4.141. 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; cali degni di nota si sono osservati unicamente al Centro Nord e in Sicilia (rispettivamente 400 e 90 punti circa).

Figura 3.5 Andamento del Prezzo unico nazionale (PUN) e volumi scambiati nel 2012 e nel 2013

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

L'indice di operatore marginale (IOM), calcolato con riferimento ai volumi, ha evidenziato un notevole miglioramento: risulta infatti diminuito di 11 punti percentuali rispetto al 2012. In particolare, la percentuale dei volumi complessivamente scambiati sui quali il primo operatore (Enel) ha fissato il prezzo è crollata al 14% nel 2013, mentre tale quota era 25,1% nel 2012; ciò in virtù di forti riduzioni diffuse su tutto il territorio nazionale e della corrispondente crescita del dato di E.On che ha fissato il prezzo su una quota di volumi pressoché equivalente a quella dell'ex monopolista (13%, +3 punti percentuali rispetto al 2012). A livello zonale si sono riscontrati netti miglioramenti per tutte le zone e, in particolare, per la Sardegna, dove la percentuale è scesa al 18,2% contro il 26,3% del 2012. Un lieve progresso si è registrato anche in Sicilia, che è comunque rimasta la zona con le maggiori criticità: qui il valore dello IOM è infatti sceso al 72,2% dall'81,6% del 2012.

Mercato infragiornaliero

Anche nel 2013 le quattro sessioni dell'MI hanno confermato il loro tradizionale ancoraggio alle quotazioni dell'MGP, seppur in presenza di una volatilità maggiore. In particolare, dopo i rialzi che hanno caratterizzato i primi anni di attività, nel 2013 i prezzi di acquisto sull'MI hanno evidenziato una netta battuta d'arresto - con flessioni comprese tra il 14% e il 18% - attestandosi ai minimi storici. Il prezzo medio nelle quattro sessioni è variato tra 61,08 €/MWh di MI2 e 71,11 €/MWh di MI4. Come negli anni precedenti, nel 2013 i prezzi nelle quattro sessioni dell'MI sono risultati

inoltre costantemente inferiori rispetto al 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, dopo un triennio (2010-2012) di costante crescita - al termine del quale hanno addirittura duplicato quelli mediamente scambiati nel precedente Mercato di Aggiustamento - nel 2013 hanno registrato una riduzione del 7,1% portandosi a 23,3 TWh, livello che tuttavia risulta inferiore solo al massimo storico del 2012.

Piattaforma Conti Energia

Nella piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro nell'anno 2013, sono state complessivamente pari a 370,6 milioni di MWh, con un aumento del 7,4% rispetto all'anno precedente. Benché i ritmi di crescita abbiano evidenziato un progressivo rallentamento negli ultimi anni (+36,5% nel 2010, +25,3% nel 2011 e +16,5% nel 2012), si conferma la costante ascesa delle transazioni registrate sulla piattaforma, che ogni anno, dall'avvio del 2007, hanno segnato un nuovo record storico.

Nel 2013 le transazioni derivanti da contratti conclusi sul Mercato dell'energia Elettrica a Termine (MTE) hanno segnato un nuovo massimo storico a 45,9 milioni di MWh (+29,0% rispetto all'anno precedente), pari al 12,4% del totale registrato (10,3% nel 2012). Come nei due anni precedenti, anche nel 2013 non è stata registrata alcuna transazione derivante dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE). Il rimanente 87,6% delle transazioni registrate è stato originato da contratti conclusi dagli operatori al di fuori del mercato organizzato (contratti bilaterali), pari a 324,7 milioni di MWh (+4,9% sul 2012). Tra questi, i contratti *non standard*, attestatisi a 213,5 milioni di MWh sono stati, anche nel 2013, i più utilizzati dagli operatori (57,6% del totale), ed hanno evidenziato un maggiore dinamismo (+7,6%). Tra i contratti *standard*, pressoché stabili (+0,1%), si segnala l'aumento dei soli *baseload* (+5,5%).

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"⁸⁴.

Nel 2013 sono stati scambiati 41,1 TWh di energia, contro i 54,1 TWh scambiati nel 2012, registrando su base annua un calo prossimo ai 14 TWh. Quest'ultimo incorpora una riduzione dei volumi di Borsa (8 TWh, -22%), solo parzialmente compensata dai contratti bilaterali conclusi OTC e registrati ai fini di clearing (33,1 TWh, +8,5%), che rappresenta ormai una quota predominante

⁸⁴ 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.

(81%) dell'energia transitata sull'MTE. Il calo dei volumi transitati sulla piattaforma MTE ha interessato soprattutto i contratti *baseload* (36,7 TWh, -30%), in particolare i mensili e trimestrali, scesi rispettivamente a quota 0,2 TWh e 0,3 TWh (-91% e -95%); la flessione è stata invece più contenuta per i prodotti annuali: 36,1 TWh, -15%. In controtendenza i prodotti *peakload* che sono cresciuti nel 2013 a 4,4 TWh (+63%), con una concentrazione dei volumi negoziati sul prodotto annuale (4,3 TWh, +65%).

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 2013 per l'anno 2014. Focalizzando l'attenzione sul solo prodotto annuale - *baseload* e *peakload* - che rappresenta il 74% degli abbinamenti - si osserva una dinamica ribassista che ha caratterizzato i primi mesi del 2013 e una successiva stabilizzazione a partire dal mese di aprile, con un prezzo medio di 61,6 €/MWh per il *baseload* e 69 €/MWh per il *peakload*. Per quanto riguarda il prodotto *baseload*, l'ultimo prezzo di abbinamento nel mese di dicembre risulta di circa 63 €/MWh, valore decisamente elevato rispetto alle quotazioni spot del primo trimestre 2014, a conferma della situazione di profonda incertezza, che porta gli operatori a prediligere posizioni a termine piuttosto conservative che spesso sottostimano i trend ribassisti in atto, tendendo a riprodurre per l'anno successivo livelli e andamenti infra annuali in atto nel periodo di contrattazione.

Tavola 3.7 Volumi scambiati sul Mercato a termine nel 2013

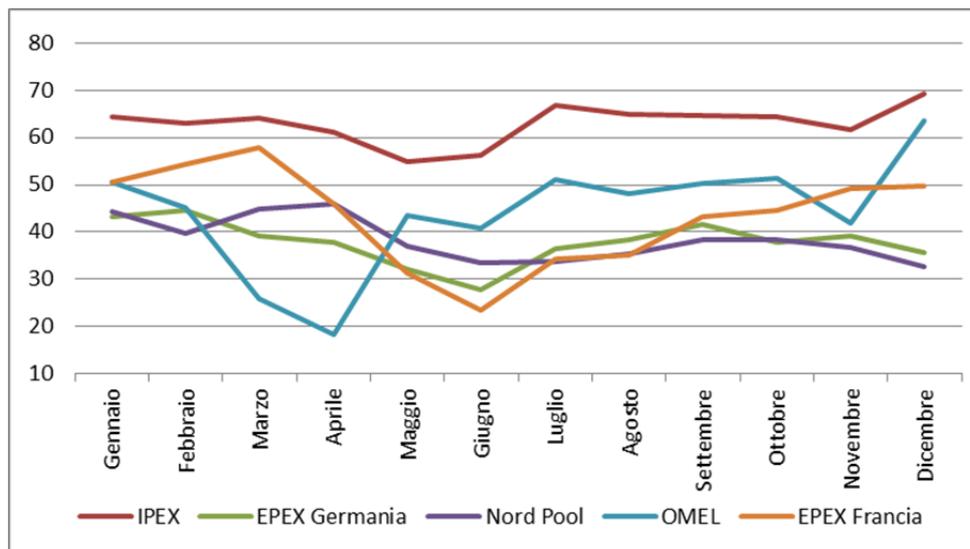
MWh

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	233	6
Trimestrali	341	75
Annuali	36.144	4.297
TOTALE	36.718	4.379

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 2013 ha confermato alcune tendenze già emerse sulle principali Borse durante il 2012. I prezzi in media annua sono diminuiti ovunque e si sono attestati tra i 38 €/MWh (Germania) e i 44 €/MWh (Spagna). In questo contesto, la Borsa elettrica italiana, pur confermandosi un mercato con dinamiche proprie, ha fatto registrare la flessione più importante tra le principali Borse europee (-16,6%). 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. Nel dettaglio, il differenziale del prezzo italiano con la Germania è sceso a 25,21 €/MWh (-23%), quello con la Francia a 19,75 €/MWh (-31%) e quello con la Spagna a 18,72 €/MWh (-34%), come mostrato in figura 3.6.

Figura 3.6 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2013Valori medi *baseload*; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati delle Borse elettriche europee.

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 attività⁸⁵ 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* alcune relazioni e 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 25 luglio 2013⁸⁶, 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, viene fornita un'analisi quantitativa svolta sulla base dei dati di monitoraggio relativi agli anni 2011 e 2012 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;

⁸⁵ Prevista dalla delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08.

⁸⁶ Rapporto 25 luglio 2013, 331/2013/l/eel.

- 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.

Il regolamento (UE) 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2011, concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (REMIT), ha definito regole europee volte a prevenire pratiche abusive nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas naturale. In particolare, il REMIT introduce regole specifiche 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.

Nelle more dell'attribuzione nazionale dei poteri di indagine e di esecuzione, necessari per il controllo del divieto di abusi di mercato, l'Autorità⁸⁷ ha costituito un gruppo di lavoro interdirezionale con la finalità di avviare le attività di propria competenza in vista della completa operatività della disciplina europea. In particolare, l'Autorità ha previsto che il gruppo di lavoro sia deputato a:

- aggiornare i sistemi di raccolta delle informazioni e di registrazione degli operatori, massimizzando le sinergie con le anagrafiche e le raccolte dati esistenti;
- cooperare con ACER e le altre Autorità nazionali di regolazione, oltre che con le autorità finanziarie e le Autorità garanti della concorrenza, coerentemente con le modalità previste dal REMIT;
- valutare criteri e modalità per l'applicazione dell'obbligo, in capo agli operatori di mercato, di pubblicazione delle informazioni privilegiate.

Nel dare corso alle attività previste, l'Autorità intende promuovere misure per l'efficace applicazione delle disposizioni del REMIT, individuare le principali implicazioni sull'attività degli operatori, nonché raccogliere informazioni e valutazioni dei soggetti interessati su numerosi aspetti legati all'implementazione della disciplina europea nel contesto italiano.

⁸⁷ Con la delibera 11 luglio 2013, 301/2013/A.

In particolare, l’Autorità ha di recente avviato⁸⁸ un confronto con gli operatori di mercato soggetti all’obbligo di pubblicazione delle informazioni privilegiate, allo scopo di individuare le principali implicazioni di tale obbligo sull’attività degli operatori, in modo da poterle eventualmente trasferire presso le competenti istituzioni europee. La consultazione è anche finalizzata a presentare alcune ipotesi circa l’utilizzo di piattaforme centralizzate per la pubblicazione delle informazioni privilegiate.

3.2.2 Mercati al dettaglio

In base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati nel 2013 pari a circa 297 TWh, poco più di 10 TWh in meno di quelli consumati nel 2012 (-3,4%). La tavola 3.9 descrive la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

Tavola 3.8 Ripartizione dei consumi nazionali per settore finale

TWh

SETTORE PRODUTTIVO	2012	2013 ^(A)	VARIAZ. %
Domestico	69.457	66.450	-4,3
Agricoltura	5.924	5.800	-2,1
Industria	130.801	124.700	-4,7
Terziario	101.038	99.800	-1,2
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 2013 (anche per un periodo limitato dell’anno) l’attività di vendita di energia elettrica 136 soggetti nel mercato di maggior tutela, 3 nella salvaguardia e 386 nel mercato libero. Nel 2012 i venditori erano pari a 136 nella maggior tutela, 3 nella salvaguardia e 336 nel libero. Il numero di venditori di energia elettrica è quindi cresciuto nel 2013 di 50 unità, tutte sul mercato libero. Tale numero è in costante espansione dal 2007, anno di completa apertura del mercato, per l’ingresso di nuovi attori provenienti dai settori contigui (segnatamente la vendita di gas), ma anche da altri. Il trend di crescita non si è interrotto nemmeno negli anni più recenti, nonostante sia ormai dal 2008 che i volumi complessivamente venduti sono invece in calo, anche se aumentano i punti di prelievo.

Il 16,9% (vale a dire 46 soggetti) dei 272 venditori attivi che hanno risposto all’Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio nazionale cioè in tutte e 20 le regioni italiane; quasi la metà dei venditori (il 48,1%) ha venduto energia elettrica un numero di regioni compreso tra 1 e 5; le restanti 95 imprese 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 257 che hanno fornito questi dati) hanno un socio di maggioranza non italiano. I partecipanti stranieri diretti risultano per lo più società lussemburghesi o svizzere.

⁸⁸ Con il documento per la consultazione 101/2014/E/com del 13 marzo 2014.

La tavola 3.10 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 libero⁸⁹. I dati di vendita raccolti dall'Autorità (considerati unitamente agli autoconsumi) sono rappresentativi di una popolazione che riflette il 95%⁹⁰ dei consumi finali stimati dal gestore delle rete elettrica ("Terna").

I risultati dell'Indagine annuale (provvisori per il 2013) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 257 TWh a circa 37 milioni di clienti. Complessivamente i consumi di energia sono diminuiti del 2,7% rispetto al 2012, mentre i consumatori sono saliti di quasi un punto percentuale. Nonostante il perdurare della crisi economica abbia condotto a un ulteriore calo generale dei consumi, il mercato libero ha "tenuto" meglio del mercato di maggior tutela. Diversamente dagli anni più recenti, i consumi del settore domestico hanno sofferto come quelli degli usi produttivi, anzi leggermente di più.

Più precisamente, il settore domestico ha acquistato complessivamente 59,5 TWh contro i 61,3 TWh del 2012, registrando quindi una diminuzione del 2,8%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico – quest'anno quasi 198 TWh in luogo dei precedenti 203 TWh – ha evidenziato una riduzione del 2,6% rispetto al 2012. Come in passato, la quota del mercato tutelato sul mercato totale si è ridotta sia in termini di energia, sia in termini di clienti, mentre la quota del mercato libero è ulteriormente cresciuta in termini di clienti, nonostante abbia venduto sostanzialmente gli stessi quantitativi di energia dell'anno precedente.

Nel mercato di maggior tutela, i volumi di vendita sono diminuiti quasi del 9% rispetto al 2012. Le ragioni di tale diminuzione risiedono nella fase congiunturale che nel 2013 è rimasta sostanzialmente negativa, spingendo i consumatori a risparmiare sui costi dell'energia in parte tramite una riduzione dei consumi, ma in parte anche attraverso lo spostamento nel mercato libero, alla ricerca di condizioni di prezzo più favorevoli. Come si vede dalla tavola, in effetti, la perdita di clienti su questo mercato, quantificabile in circa 1,2 milioni punti di prelievo, unitamente a quella osservata nel servizio di salvaguardia (-20.000 punti di prelievo rispetto al 2012), è stata più che compensata dall'incremento del numero di clienti sul mercato libero, salito di oltre 1,5 milioni di unità. Anche la netta riduzione dei consumi medi su tutte le tipologie di clienti (con l'unica eccezione della salvaguardia, per motivi diversi) parrebbe un'ulteriore conferma di questa ipotesi: i consumatori aumentano e quelli nuovi entrano direttamente nel libero, dove anche quelli "vecchi" si spostano sempre di più nel tentativo di trovare condizioni migliori; tutti comunque consumano sempre di meno, forse perché cambia progressivamente la dotazione dei durevoli e/o si è sempre più attenti alle questioni ambientali, ma – molto probabilmente – anche per ridurre la spesa energetica.

Nel 2013 l'energia venduta nel servizio di salvaguardia è diminuita quasi del 15%, così come il numero di clienti serviti si è ridotto quasi del 18%. La contrazione dei prelievi sembrerebbe pressoché interamente dovuta alla riduzione della platea servita in questo mercato che, dopo aver

⁸⁹ Quest'anno i venditori che hanno risposto all'Indagine sono pari a: 134 per il servizio di maggior tutela, 3 per la salvaguardia e 326 per il mercato libero.

⁹⁰ 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.

assorbito punte dovute alla crisi economica delle imprese, sembra essere tornato su livelli più fisiologici.

Viceversa, come si è appena visto, l'elettricità fornita nel 2013 sul mercato libero ha subito una lievissima contrazione (-0,1%), nonostante il forte aumento (+17,3%) dei clienti serviti. La sostanziale stabilità dei volumi venduti sul mercato libero è integralmente dovuta alla notevole crescita che in questo mercato ha registrato il settore domestico: l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero risulta infatti aumentata del 15,6% (+22,5% il numero di punti serviti). Anche nel 2013, invece, i consumi non domestici hanno registrato una diminuzione in tutti i mercati: 8,7% nella maggior tutela, 14,6% nella salvaguardia e -2,6% nel libero. Complessivamente, quindi, nel 2013 il mercato tutelato ha acquisito il 25% di tutta l'energia venduta al mercato finale (26% nel 2012), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito il 2% (lo stesso che nel 2012) e il mercato libero ne ha acquistato il 73% (contro il 72% del 2012).

Tavola 3.9 Mercato finale della vendita di energia elettrica

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)		
	2012	2013	VAR. % 2013/2012	2012	2013	VAR. % 2013/2012
Mercato di maggior tutela	69.850	63.832	-8,6%	27.821	26.608	-4,4%
Domestico	46.664	42.657	-8,6%	23.173	22.204	-4,2%
Non domestico	23.186	21.176	-8,7%	4.648	4.404	-5,3%
Mercato di salvaguardia	5.161	4.407	-14,6%	113	93	-17,7%
Mercato libero	189.486	189.225	-0,1%	8.713	10.224	17,3%
Domestico	14.597	16.872	15,6%	5.798	7.100	22,5%
Non domestico	174.889	172.354	-1,4%	2.915	3.124	7,2%
MERCATO FINALE	264.497	257.465	-2,7%	36.647	36.925	0,8%

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La classifica dei primi venti gruppi per vendite al mercato finale per l'anno 2013 (Tavola 3.10) presenta alcune novità interessanti rispetto allo scorso anno, specie per l'avvicendamento dei venditori nelle diverse posizioni.

Il gruppo Enel resta l'operatore dominante nel segmento della vendita finale, nonostante la costante erosione delle sue quote di mercato nei vari segmenti; nel 2013 il suo peso nel mercato totale è sceso al 34,9%, contro il 37,8% del 2012. L'importanza di Enel è massima nel segmento domestico, al quale fornisce ancora il 76% dell'energia da questo consumata, e rimane molto rilevante anche nel segmento non domestico connesso in bassa tensione, dove è pari al 43%. Rispetto al 2012, tuttavia, Enel ha perso la prima posizione negli altri due segmenti, cioè quello delle vendite a clienti non domestici connessi in media e in alta/altissima tensione, in favore nel primo caso del gruppo Edison e nel secondo del gruppo Green Network Luce & Gas. L'energia venduta da Edison ai clienti non domestici in media tensione ha sostanzialmente raggiunto la quantità venduta loro da Enel (9,9% e 9,8% sono le rispettive quote di mercato verso questi clienti), mentre ha superato - di oltre due punti percentuali - le vendite di Enel ai clienti connessi in alta o altissima tensione. Con il 7,3% complessivo, il gruppo resta comunque saldamente al secondo posto nella classifica generale. Al primo posto per vendite a clienti allacciati in alta o altissima tensione si è collocato il gruppo Green Network Luce & Gas, che ha fornito il 17,5% di

tutta l'energia consumata in tale segmento. Grazie a tale performance (ottenuta anche attraverso l'acquisizione del gruppo Modula e di altre imprese) questo gruppo, che nel 2012 non era tra i primi venti, è entrato al sesto posto nella classifica generale del 2013. Specialmente in virtù di vendite importanti a clienti non domestici, anche il gruppo Eni ha raggiunto, con la quota del 4,1%, il terzo posto nella classifica complessiva per il 2013. Nel 2012 tale posizione era occupata da Acea, divenuta quarta con il 3,9%. Da segnalare infine per il 2013 l'ingresso tra i primi venti dei gruppi Gala, C.V.A. e GdF Suez e l'uscita di Modula (incorporata in Green Network Luce & Gas), Alpiq Holding e C.I.E.

Il livello di concentrazione del mercato è diminuito rispetto al 2012: i primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 64% delle vendite complessive (la quota era del 70% nel 2012), mentre ne servono 16 (13 lo scorso anno) per superare il 75%. I primi tre gruppi, tuttavia, dominano tuttora praticamente metà del mercato (46,2%).

Tavola 3.10 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2013

GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE
		BT	MT	AT/AAT	
Enel	45.483	31.824	9.179	3.397	89.884
Edison	1.735	3.554	9.337	4.083	18.709
Eni	2.070	1.916	4.262	2.193	10.441
Acea	2.188	2.209	3.520	2.023	9.940
Hera	815	2.899	4.431	270	8.415
Green Network Luce & Gas	8	377	2.050	5.271	7.706
A2A	1.493	2.342	2.667	379	6.879
Sorgenia	705	2.254	3.491	371	6.821
E.On	177	1.567	3.679	462	5.885
Axpo Group	0	721	1.818	3.279	5.818
GALA	4	1.603	3.852	142	5.602
Iren	1.010	1.239	2.117	527	4.892
C.V.A.	130	1.677	2.725	1	4.533
Energetic Source	72	1.586	2.230	210	4.099
Repower AG	0	1.861	1.652	1	3.514
Egea	22	379	2.843	252	3.496
Dolomiti Energia	436	1.232	1.619	82	3.370
GdF Suez	685	228	559	1.743	3.216
Exergia	0	1.032	1.711	118	2.861
Metaenergia	42	263	2.407	109	2.821
Altri operatori	2.451	13.113	27.776	5.222	48.562
TOTALE OPERATORI	59.528	73.875	93.927	30.135	257.465

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese⁹¹ 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.

Nel 2013 sono stati venduti nel mercato di maggior tutela poco meno di 64 TWh a quasi 27 milioni di punti di prelievo. Rispetto al 2012, quando i volumi venduti raggiunsero quasi 70 TWh e il numero di punti di prelievo serviti sfiorava i 28 milioni, i consumi risultano scesi dell'8,6%, mentre i punti di prelievo serviti sono diminuiti del 4,4%. La riduzione dei volumi è stata molto elevata e quasi uniforme per tutti gli usi: quasi nove punti percentuali in meno rispetto al 2012 per i domestici (-8,6%) e per gli altri usi (-8,7%), mentre la discesa dei consumi per illuminazione pubblica è stata inferiore di un punto e mezzo percentuale, ma comunque molto ampia (-7,3%). La discesa quasi analoga dei consumi non ha mutato, rispetto al 2012, le quote dei vari usi sul consumo totale. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (poco meno di 43 TWh) che, in termini di numerosità (22 milioni di punti di prelievo), rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (sceso a poco meno di 27 milioni di punti di prelievo). L'89% del mercato domestico servito in maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi, circa l'87% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono, invece, rispettivamente pari al 72% e al 93%.

Le condizioni economiche prevalenti nel mercato di maggior tutela sono la bioraria obbligatoria e la multioraria, che insieme contano per il 94,8% dei punti di prelievo. Quasi tutti i clienti domestici (94,7%) 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 all'1,9%, paga la tariffa bioraria volontaria, quella cioè richiesta esplicitamente dai clienti anche prima dell'1 luglio 2010; al restante 3,4% dei punti di prelievo domestici è ancora applicata la vecchia tariffa monoraria.

Come ci si poteva attendere in tempi di crisi, il consumo medio del cliente domestico si è ulteriormente ridotto, scendendo a 1.921 kWh all'anno (Tavola 3.11), vale a dire 100 kWh al di sotto dei 2.014 kWh registrati nel 2012. Leggermente più elevato, pari a 2.049 kWh, ma anch'esso diminuito di 100 kWh rispetto allo scorso anno, è il consumo medio dei residenti con potenza fino a 3 kW; pari a 4.025 kWh è il consumo medio dei residenti con potenza superiore ai 3 kW, che lo scorso anno raggiungeva i 4.231 kWh; mentre è risultato meno della metà, vale a dire 982 kWh contro i 1.058 kWh del 2012, il consumo medio dei non residenti.

Il 68,6% dei consumatori (cioè dei punti di prelievo) residenti fino a 3 kW di potenza appartiene alle prime tre classi di consumo (consumi inferiori a 2.500 kWh/anno), che insieme rappresentano anche la metà di tutti i clienti domestici. Circa tre quarti dei consumatori residenti oltre i 3 kW di potenza appartiene alle classi di consumo più elevate (consumi da 2.500 a 15.000 kWh/anno); queste stesse tre classi rappresentano però il 4,1% di tutti i clienti domestici. Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (secondo case), il 69% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno) e i consumi dell'83,6% di tali clienti non supera i 1.800 kWh/anno.

⁹¹ 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.

Tavola 3.11 Clienti domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2013

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	2.676	6.3%	6.441	29.0%	416
1.000-1.800 kWh	7.135	16.7%	5.058	22.8%	1.411
1.800-2.500 kWh	9.154	21.5%	4.280	19.3%	2.139
2.500-3.500 kWh	11.278	26.4%	3.836	17.3%	2.940
3.500-5.000 kWh	7.851	18.4%	1.928	8.7%	4.071
5.000-15.000 kWh	4.161	9.8%	646	2.9%	6.440
> 15.000 kWh	402	0.9%	14	0.1%	28.519
TOTALE DOMESTICI	42.657	100,0%	22.204	100,0%	1.921
DI CUI					
Domestici residenti fino a 3 kW	32.938	77,2%	16.077	72,4%	2.049
Domestici residenti oltre 3 kW	4.897	11,5%	1.217	5,5%	4.025
Domestici non residenti	4.821	11,3%	4.910	22,1%	982

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.12 Clienti non domestici nel servizio di maggior tutela per tipologia e per classe di consumo nel 2013

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	4.184	19.8%	3.528	80.1%	1.186
5 – 10 MWh	2.834	13.4%	404	9.2%	7.011
10 - 15 MWh	1.917	9.1%	157	3.6%	12.222
15 - 20 MWh	1.510	7.1%	87	2.0%	17.310
20 - 50 MWh	5.094	24.1%	167	3.8%	30.421
50 - 100 MWh	2.966	14.0%	44	1.0%	67.834
100 - 500 MWh	2.618	12.4%	16	0.4%	160.462
500 – 2.000 MWh	52	0.2%	0	0.0%	711.739
2.000 – 20.000 MWh	0,4	0.0%	0	0.0%	2.217.400
TOTALE NON DOMESTICI	21.176	100.0%	4.404	100.0%	4.808
DI CUI					
Non domestici fino a 16,5 kW	11.217	53,0%	4.087	92,8%	2.745
Non domestici oltre 16,5 kW	9.561	45,1%	297	6,8%	32.160
Illuminazione pubblica	398	1,9%	20	0,5%	19.677

(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 (21,2 TWh) e dei punti di prelievo (circa 4,8 milioni) relativi agli usi non domestici serviti nel mercato di maggior tutela per classe di consumo. L'80% dei clienti ricade nella prima fascia di consumo per un volume corrispondente a circa un

quinto dei consumi totali. I punti di prelievo con potenza inferiore a 16,5 kW rappresentano il 92,8% del totale e assorbono oltre la metà dei consumi. Il 2% circa è assorbito dall'illuminazione pubblica e il resto dai clienti con potenza superiore a 16,5 kW.

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 asta⁹².

Le imprese che sono state selezionate con la procedura concorsuale per esercitare il servizio di salvaguardia negli anni 2011, 2012 e 2013 sono: Enel Energia, Exergia e Hera Comm. A novembre 2013 si è conclusa la procedura concorsuale per l'esercizio del servizio di salvaguardia nei prossimi tre anni, vale a dire 2014, 2015 e 2016. Dall'1 gennaio 2014 e sino al 2016, le società che esercitano la salvaguardia sono due: Enel Energia (per otto regioni) e Hera Comm (per le restanti 12 regioni).

Nel 2013 sono stati serviti in regime di salvaguardia 93.000 punti di prelievo. Complessivamente questi clienti hanno prelevato 4,4 TWh, il 14,6% dell'energia in meno di quanto hanno consumato nel 2012. Anche il numero di punti di prelievo serviti in salvaguardia è notevolmente diminuito rispetto al 2012: in quell'anno, infatti, erano 113.000, pertanto la riduzione è quasi del 18%, superiore a quella dei volumi. Tale fenomeno si è manifestato per tutte le tipologie di clienti, con l'eccezione degli altri usi connessi in bassa tensione, per i quali il calo dell'energia consumata è risultato sostanzialmente analogo a quello dei punti di prelievo.

La contrazione dei prelievi sembrerebbe, quindi, quasi interamente dovuta alla riduzione della platea servita in questo mercato. Non a caso, il consumo medio è cresciuto per tutti i tipi di clienti, salvo che per gli altri usi in bassa tensione, dove è rimasto pressoché invariato. Il calo dei consumi e degli acquirenti serviti in questo mercato 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 morosità⁹³. È probabile che negli anni scorsi le difficoltà economiche attraversate dai clienti industriali e commerciali abbiano fatto salire il numero degli utenti morosi e, per conseguenza, anche quello degli utenti serviti in salvaguardia; la loro riduzione potrebbe pertanto essere il segnale di un rientro su numeri, per così dire, fisiologici.

La salvaguardia riguarda quasi esclusivamente gli usi industriali e commerciali, che prelevano il 90,6% di tutta l'energia venduta su questo mercato. Per lo più tali clienti sono allacciati in media tensione (60,5%), ma una quota non trascurabile di essi (27,4%) è connessa in bassa tensione. Il restante 9,4% dell'energia è fornita all'illuminazione pubblica.

Data la tipologia di clienti che accede a questo mercato, il prelievo medio è piuttosto elevato, superiore a 47 MWh. Naturalmente tale valore medio è il risultato di tre cifre molto diverse per tipo di tensione: il valore del consumo medio per gli utenti allacciati in bassa tensione, infatti, è di 19 MWh; quello dei clienti in media tensione sale a 280 MWh per arrivare alla punta di 2,7 GWh nel caso degli utenti in alta tensione.

⁹² Come ha stabilito il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 23 novembre 2007.

⁹³ Si ricorda che, ai sensi della delibera 5 gennaio 2008, ARG/elt 4/08, quando un cliente finale del mercato libero perdura in una condizione di morosità, il venditore può rescindere il contratto e in tal modo il cliente viene ammesso alla salvaguardia.

Mercato libero

Come si già è notato nelle pagine precedenti, il mercato libero dell'energia elettrica ha conosciuto nel 2013 una nuova espansione in termini di clienti e di numero di operatori presenti, seppure non altrettanto sia avvenuto nelle quantità. Secondo quanto è emerso dall'Indagine annuale sui settori regolati (i cui risultati sul 2013, è bene ribadirlo, sono ancora preliminari), l'anno scorso il numero di venditori attivi⁹⁴ è cresciuto di altre 40 unità circa, ma l'energia venduta è rimasta sostanzialmente invariata o, più precisamente, è diminuita di 0,3 TWh. Perciò il volume di vendita medio unitario delle vendite è ulteriormente diminuito del 15,5%, collocandosi appena al di sotto di 700 GWh, il valore storicamente più basso rilevato sinora, pari a circa la metà di quello del 2007, anno di completa apertura del mercato.

Quasi la metà, il 48,1% per la precisione, dei 272 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale servono clienti in un numero di regioni compreso tra 1 e 5; 46 imprese, pari al 16,9%, hanno venduto energia elettrica in tutto il territorio nazionale; le restanti 95 società hanno operato in un numero di regioni compreso tra 6 e 19.

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 cresciuti in modo generalizzato, con tassi di variazione in alcuni casi molto elevati.

Tavola 3.13 Mercato libero per tipologia di cliente

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)			PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)		
	2012	2013	VAR. % 2013/2012	2012	2013	VAR. % 2013/2012
BT	64.119	67.982	6,0%	8.619	10.121	17,4%
Domestico	14.597	16.872	15,6%	5.798	7.100	22,5%
Illuminazione pubblica	4.854	4.857	0,0%	199	218	9,7%
Altri usi	44.667	46.253	3,6%	2.623	2.803	6,9%
MT	91.607	91.225	-0,4%	93	103	10,6%
Illuminazione pubblica	275	339	23,4%	0,6	0,9	61,5%
Altri usi	91.333	90.886	-0,5%	92	102	10,3%
AT e AAT	33.760	30.018	-11,1%	0,8	1,0	25,3%
Altri usi	33.760	30.018	-11,1%	0,8	1,0	25,3%
TOTALE	189.486	189.225	-0,1%	8.713	10.224	17,3%

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Spiccano, in particolare, il settore domestico – nel quale i punti di prelievo sono saliti del 22,5% rispetto al 2012 – l'illuminazione pubblica connessa in media tensione e i clienti non domestici allacciati in alta o altissima tensione. Non altrettanto è accaduto ai volumi di vendita: in questo caso si evidenziano tassi di variazione molto positivi solo per gli usi in bassa tensione, specialmente per la crescita di oltre 2 TWh del domestico, e quelli dell'illuminazione pubblica connessa in media

⁹⁴ Dei 326 venditori sul mercato libero che hanno risposto all'Indagine di quest'anno 54 hanno dichiarato di essere rimasti inattivi per tutto il 2013. Pertanto il numero di venditori che hanno fornito i dati relativi al mercato libero commentati in queste pagine è di 272 soggetti.

tensione, vale a dire nei settori che partendo da quantità ridotte tendono a registrare tassi di crescita più elevati con incrementi in valore assoluto relativamente contenuti. Gli usi produttivi connessi in alta o altissima tensione, invece, si sono ridotti di quasi 4 TWh, registrando la notevole caduta dell'11%, che segue quella già consistente (-15%) del 2012. Da un punto di vista relativo si osserva che il 36% dei volumi è stato acquisito dai consumatori connessi in bassa tensione (era il 34% nel 2012), il 48% dalla media tensione (come nel 2012) e il 16% dall'alta e altissima tensione (era il 18% nel 2012). Conseguentemente, quindi, la quota degli "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), che nel 2012 era del 90% sull'intero mercato libero, è scesa all'88% in termini di energia e al 28% in termini di punti di prelievo (era il 31% nel 2012).

Tra i **domestici**, la classe più rilevante è quella con consumi compresi tra i 2.500 e i 3.500 kWh/anno, che conta per il 22,9% in termini di numerosità di clienti e per il 28,5% in termini di prelievi. Altrettanto importanti per quote di clienti, ma meno ampie in termini di consumi sono anche le due classi precedenti (1.000-1.800 e 1.800-2.500 kWh). In ogni classe i consumi medi che emergono dai dati relativi al mercato libero risultano del medesimo ordine di grandezza, seppur lievemente superiori, a quelli dei clienti domestici serviti in maggior tutela.

Nel 2013 il 15% dei clienti domestici, più di un milione, risulta aver sottoscritto un contratto *dual fuel*. Il consumo complessivo di questi clienti è pari a 2,3 TWh, quasi il 14% di tutta l'energia venduta ai domestici sul mercato libero. Anche questi clienti mostrano consumi medi simili a quelli generali. La disaggregazione dei clienti per tariffa applicata mostra una preferenza per la modalità contrattuale bioraria, che è stata scelta in oltre la metà (51%) dei casi. Il 38% dei clienti ha scelto la modalità monoraria e solo l'11% quella multioraria.

Per quanto riguarda i clienti **non domestici**, le vendite in termini di volumi risultano concentrate nelle classi di consumo più elevate; lo 0,3% circa della clientela consuma più di 2.000 MWh all'anno, per un totale di 86,6 TWh (il 50,2% delle vendite complessive nel relativo segmento di mercato), mentre più della metà dei clienti (53%) consuma meno di 5 MWh all'anno.

Tra la clientela non domestica i contratti *dual fuel* non hanno grande diffusione: i punti di prelievo che hanno preferito una fornitura di questo tipo sono circa 64.000 sugli oltre 3 milioni totali e pressoché tutti connessi in bassa tensione; l'energia acquisita è circa pari a 1,8 TWh sui 172 complessivi.

Concentrazione nel mercato della vendita di energia elettrica

Analizzando le quote di mercato nel settore della vendita a clienti finali, emerge come il **mercato della maggior tutela** si mantenga fortemente concentrato, nonostante al suo interno operino 136 esercenti. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato pari all'85,7%; seguono Acea Energia (4,3%), A2A Energia (3,7%) e Iren Mercato (1,3%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%; insieme questi coprono meno del 5% del mercato di maggior tutela.

Il gruppo Enel, che come si è visto domina in modo assoluto il segmento tutelato del mercato finale elettrico, è decisamente meno importante nel **segmento libero**, seppure anche qui mantiene la prima posizione. Nel 2013, infatti, la sua quota di vendita a clienti liberi ha di nuovo toccato un punto di minimo relativo (17,7%), inferiore anche al valore del 2010 (19%), finora registrato come il più basso. Lo scorso anno, inoltre, si è accorciata la distanza con il secondo gruppo, Edison, la cui incidenza si è invece accresciuta rispetto al 2012, essendo passata dal 9% al 9,9%. Lo stesso è accaduto al gruppo Eni, che dal 5% del 2012 è salito al 5,5%. In quarta posizione

è entrato il gruppo Green Network Luce & Gas che, come si è visto nelle pagine precedenti, ha venduto molta energia ai clienti allacciati in alta o altissima tensione. Il grado di concentrazione nazionale nel mercato libero è comunque complessivamente diminuito: la quota dei primi dieci gruppi in termini di volumi venduti si è ridotta di 4,5 punti percentuali, essendo scesa al 56,9% dal 61,4% del 2012.

Nel **mercato retail complessivo** i gruppi societari che nel 2013 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 2: Enel con il 34,9% (aveva il 37,9% nel 2012) ed Edison con il 7,3% (6,4% nel 2012). Seguono il gruppo Eni, con una quota di mercato del 4.1%, ed Acea (3,9%). I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 66% delle vendite complessive. La tavola 3.14 evidenzia il dettaglio per livello di tensione.

Tavola 3.14 Mercato retail: quote di mercato dei primi tre operatori per livello di tensione nel 2013

LIVELLO DI TENSIONE	N. OPERATORI	QUOTA CUMULATA
	CON QUOTA >5%	PRIMI 3 OPERATORI
Bassa tensione (domestici)	1	83,6%
Bassa tensione (non domestici)	1	51,5%
Media tensione	2	24,4%
Alta e altissima tensione	7	42,3%
TOTALE	2	46,2%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 si segnala che 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).

Con la delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, l'Autorità ha approvato 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 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 2013 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento di energia elettrica è risultato pari a 110,47 €/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 2012, 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 105,52 €/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, DISPBT 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 2013 per i clienti serviti in bassa tensione un prezzo più elevato nel mercato libero, come nei due anni precedenti. A differenza di tali anni si rileva però 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 (17,29 €/MWh, pari a +16,7%), per i clienti non domestici in bassa tensione il mercato libero presenta una lieve convenienza (-2,11 €/kWh, -1,9%).

Come emerso nelle conclusioni dell'Indagine conoscitiva in materia, di cui alla delibera 7 agosto 2013, 366/2013/E/com, occorre considerare che le offerte sul mercato libero sono più articolate e comprendono spesso servizi accessori (per esempio, polizze assicurative o strumenti per l'efficienza energetica) e talvolta sono 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. Nel 2013 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento dell'energia elettrica si distribuisce per classe di consumo e livello di tensione, rispettivamente per la clientela domestica e per la clientela non domestica, secondo

quanto illustrato nelle tavole 3.15, 3.16, 3.17 e 3.18. Si osserva che il cliente non domestico medio in bassa tensione nel mercato libero presenta un consumo medio di 16.900 kWh/anno.

Il confronto tra i prezzi per la fornitura *dual fuel* e quelli relativi alla fornitura della sola energia elettrica mostra, nel complesso, un leggero vantaggio per i primi. La distanza tra i due prezzi appare però molto diversificata in funzione delle classi di consumo, probabilmente in ragione delle differenti politiche commerciali operate dai venditori *dual fuel*. 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 2013^(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)
<1000 kWh	578	150,69	99	105,74
1000-1800 kWh	2.238	125,27	400	110,94
1800-2500 kWh	3.341	121,92	539	113,15
2500-3500 kWh	4.807	119,76	650	115,60
3500-5000 kWh	3.692	118,42	424	119,74
5000-15000 kWh	2.038	116,24	203	121,91
>15000 kWh	177	97,52	13	118,28
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	16.872	121,03	2.328	115,13

(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 2013^(A) – costo di approvvigionamento

€/MWh

TARIFFAZIONE ORARIA	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)
Monoraria	8 576	118,83
Bioraria	6 452	123,65
Multioraria	1 845	116,51
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	16 872	121,03

(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 2013^(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	51.110	106,99	1.165	111,09
Media tensione	91.225	88,14	596	86,25
Alta e altissima tensione	30.018	75,86	35	84,82
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	172.354	91,59	1.796	102,34

(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 2013^(A) – costo di approvvigionamento

€/MWh

TARIFFAZIONE ORARIA	VOLUMI (GWh)	PREZZO ^(B)
Monoraria	60.446	93,99
Bioraria	16.712	86,24
Multioraria	95.195	91,01
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	172.354	91,59

(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 appena visto, con la delibera ARG/com 151/11, l'Autorità ha definito i soggetti obbligati, 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 indicatori⁹⁵ 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

⁹⁵ Gli indicatori sono formule sintetiche rappresentative dei fenomeni oggetto di monitoraggio *retail*.

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 relativamente all'anno 2013. Tale raccolta è funzionale alla pubblicazione, da parte dell'Autorità, sia del *Rapporto sul monitoraggio retail* che riporterà 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. Inoltre, per l'anno 2013, l'Autorità ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati oggetto del monitoraggio a partire dall'anno 2014, pubblicando sul sito internet l'elenco di tali soggetti. Nello specifico, risultano obbligati complessivamente 121 soggetti. Con riferimento al solo settore dell'energia elettrica, risultano obbligati 13 distributori di energia elettrica e 53 venditori di energia elettrica. Di questi ultimi, soltanto quattro 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 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 1.200 accessi/giorno alla pagina iniziale del percorso di ricerca, con numerosi picchi giornalieri superiori ai 5.000 accessi. In particolare nel 2013, gli accessi complessivi alla pagina iniziale sono stati 438.478, mentre i calcoli effettuati sono stati 631.985. Le ricerche realizzate nel mese di marzo 2014, utilizzando il profilo di consumo medio del cliente domestico tipo⁹⁶, 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 oltre 40 €/anno (-8,5%) rispetto alla fornitura alle condizioni di maggior tutela vigenti nel primo trimestre 2014, e di oltre 110 €/anno (-19,2%) rispetto all'offerta meno economica. Per il servizio gas, vengono visualizzate circa 25 offerte, in prevalenza a prezzo bloccato, con l'offerta più economica che offre potenziali risparmi, calcolati sulla spesa annua al lordo delle imposte e per abitazioni in Roma, di circa 150 €/anno (-10,8%) rispetto alla fornitura vigente a condizioni standard, e di oltre 390 €/anno (-24,5%) rispetto all'offerta meno economica. La ricerca per offerte congiunte visualizza fino a sei/sette risultati; la spesa annua associata all'offerta congiunta più economica risulta superiore, di oltre 35 €/anno (+2,2%), a quella ottenuta sommando la spesa associata alle offerte più

⁹⁶ 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.

economiche per la fornitura singola di energia elettrica e di gas naturale disponibili nella medesima località, ma comunque inferiore di oltre 150 €/anno (-8,2%) rispetto alla spesa ottenuta sommando la spesa associata alle condizioni tutelate. Tutte le offerte più economiche prevedono un prezzo bloccato, la stipulazione del contratto tramite internet, la domiciliazione dei pagamenti e l'invio di bollette in formato elettronico.

Nel maggio 2013 l'interfaccia pubblica del Trova offerte è stata rinnovata, con l'obiettivo di rendere il servizio più semplice e fruibile sia nel percorso di ricerca, sia nella visualizzazione dei risultati, sia nella terminologia utilizzata. L'intervento è stato realizzato tenendo conto delle indicazioni emerse dall'indagine demoscopica condotta nel 2012-2013 allo scopo di rilevare le aspettative e il grado di soddisfazione degli utenti del servizio. Una seconda fase dell'indagine demoscopica, realizzata nel quarto trimestre del 2013 in seguito al *restyling*, oltre a confermare la valutazione positiva degli utenti ha evidenziato un sensibile miglioramento nei giudizi espressi riguardo alla facilità d'uso e di comprensione delle informazioni fornite.

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, la cui prima fase di attuazione si è avviata e conclusa nel corso del 2012. Il sistema è basato su una banca dati dei punti di prelievo e dei dati identificativi dei clienti finali, il Registro centrale ufficiale (RCU), condivisa tra tutti i soggetti interessati: Terna, le imprese distributrici, gli utenti del dispacciamento titolari di unità di consumo e gli esercenti la vendita, nel caso del settore elettrico.

Nella primavera del 2012 l'Autorità ha dato attuazione alle attività preparatorie previste nella fase iniziale⁹⁷. In particolare, l'Autorità ha approvato il regolamento di funzionamento del SII, ha individuato i soggetti tenuti ad accreditarsi in qualità di utenti, ha stabilito le procedure di accreditamento e ha definito le modalità di popolamento e aggiornamento dell'RCU. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che il set di dati costituenti l'RCU, al termine della prima fase di popolamento, costituisca il punto di partenza per la successiva gestione, da parte del SII, di tutte le variazioni che riguardano la relazione tra un punto di prelievo, utenti interessati al punto e cliente finale titolare del punto (per esempio, in seguito alla gestione dei processi relativi all'attivazione e disattivazione di punti, *switching*).

All'inizio del 2013⁹⁸, sono state definite le modalità di dettaglio di aggiornamento dell'RCU e, con riferimento al settore elettrico, le modalità di implementazione dei processi afferenti alla determinazione e alla messa a disposizione del SII dei dati rilevanti ai fini del *settlement*. Il passaggio al SII di tali processi, superata una fase iniziale di sperimentazione, è stato completato nel mese di giugno e l'esecuzione degli stessi nell'ambito del sistema avviene quindi in via ufficiale, dal mese di luglio 2013. La gestione di tali processi nel SII ha consentito di migliorare lo svolgimento delle sessioni di *settlement* mensile e di correggere tempestivamente gli eventuali errori, prodotti dalle modalità di gestione adottate nell'ambito del tradizionale rapporto fra imprese distributrici e utenti.

In previsione della completa gestione nell'ambito del SII dei processi finalizzati alla gestione dei clienti finali, è stato previsto⁹⁹ che il contenuto dell'RCU sia integrato con l'informazione relativa

⁹⁷ Con le delibere 8 marzo 2012, 79/2012/R/com e 5 aprile 2012, 132/2012/R/com.

⁹⁸ Con la delibera 14 febbraio 2013, 57/2013/R/com.

⁹⁹ Con la delibera 18 aprile 2013, 166/2013/R/com.

alla controparte commerciale, associata a ciascun punto di prelievo. Tale previsione è stata introdotta per consentire ai venditori di energia elettrica, anche nei casi in cui non risultino titolari del contratto di dispacciamento, un ruolo attivo nel sistema, in particolare con riferimento ai processi di natura prettamente commerciale. Per assicurare che tali controparti commerciali siano correttamente associate ai relativi punti di prelievo e ai clienti finali, la delibera prevede norme dettagliate circa l'attività di abbinamento e di aggiornamento della suddetta associazione.

Infine, nel novembre 2013, sono state delineate le proposte dell'Autorità¹⁰⁰ in merito alle successive fasi di implementazione del SII, che prevedono la progressiva gestione nel sistema di ulteriori processi finalizzati. Nell'ambito degli orientamenti illustrati nel documento, l'Autorità ha stabilito di implementare prioritariamente i processi di *switching* e di voltura contrattuale. Nel documento, inoltre, le proposte in materia di *switching* sono state formulate anche con l'obiettivo di tener conto delle previsioni in tema di tempistiche per il cambiamento del fornitore, introdotte con la direttiva europea 2009/72/CE e con il decreto legislativo n. 93/11 di recepimento della stessa.

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 2013¹⁰¹.

Sulla base dei dati forniti raccolti, lo *switching* complessivo nel mercato elettrico sembra essersi stabilizzato intorno ai valori degli ultimi anni. Anzi, in termini di volumi, il valore del 2013 ricalca esattamente quello del 2012: il tasso complessivo è risultato infatti pari al 26,4% come l'anno precedente. Nel 2013, però, ha coinvolto una quota maggiore della clientela, pari al 9% (Tavola 3.19).

La composizione del dato totale, però, è piuttosto diversa. Mentre 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 quindi a spingere il valore complessivo verso l'alto, i dati del 2013 mostrano un maggiore equilibrio tra le cifre dei non domestici (siano essi connessi in bassa, media o alta tensione), oltre che una sempre maggiore partecipazione anche del settore domestico i cui tassi di *switching* aumentano di anno in anno.

Nel 2013, in effetti, la percentuale di clienti domestici che ha cambiato fornitore è risultata pari al 7,4%, corrispondente a una quota di energia che ha raggiunto quasi il 10%. Tra i clienti non domestici, inoltre, quelli allacciati in bassa tensione (che per livello di consumo sono molto più simili ai clienti domestici) hanno registrato tassi di *switching* superiori a quelli dei grandi consumatori (connessi in alta o altissima tensione). Come in passato, tuttavia, tra la clientela non

¹⁰⁰ Con il documento per la consultazione 28 novembre 2013, 547/2013/R/com.

¹⁰¹ 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.

domestica il segmento più dinamico in termini di punti di prelievo è rimasto quello dei clienti connessi in media tensione.

Tavola 3.19 Tassi di *switching* dei clienti finali

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2012		2013	
	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	8,3%	6,4%	9,7%	7,4%
Non domestico	32,5%	12,0%	32,2%	15,3%
<i>di cui:</i>				
- bassa tensione	23,4%	11,8%	29,5%	15,1%
- media tensione	37,4%	26,6%	39,0%	27,5%
- alta e altissima tensione	38,0%	16,7%	21,1%	14,5%
TOTALE	27,2%	7,6%	27,2%	9,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Reclami e segnalazioni

Dall'1 dicembre 2009 lo **Sportello per il consumatore di energia**, gestito in collaborazione con la società Acquirente Unico, ha svolto attività materiali, informative e conoscitive, anche preparatorie e strumentali, nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni, presentati dai clienti finali e dalle loro associazioni rappresentative. Questo assetto è stato confermato da quanto disposto dall'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, in attuazione del quale l'Autorità ha individuato nello Sportello lo strumento attraverso cui assicurare il trattamento efficace dei reclami, compresi quelli dei consumatori-produttori (c.d. *prosumers*). Tale opzione, che ha comportato l'innovazione delle funzioni e dei compiti dello Sportello alla stregua della nuova normativa europea, è stata considerata preferibile e ampiamente meno onerosa rispetto ad altri strumenti o alla creazione di strutture *ex novo*.

Nel corso del 2012, l'Autorità ha anche definito due procedure speciali di reclamo che prevedono un ruolo specifico dello Sportello, assegnandogli determinate tempistiche di risposta: si tratta in particolare della procedura di reclamo relativa ai contratti non richiesti¹⁰² e della procedura di richiesta di informazioni relativa al sistema indennitario¹⁰³. L'Autorità ha quindi dato attuazione al citato art. 44, comma 4, in relazione al trattamento dei reclami e, con successivo provvedimento attuativo, ha approvato il progetto operativo dello Sportello per il triennio 2013-2015¹⁰⁴.

Alla fine del 2012, in conseguenza di ciò, l'Autorità ha approvato¹⁰⁵ un nuovo regolamento di funzionamento dello Sportello, che stabilisce le modalità di trattamento dei reclami. Il regolamento è stato modificato nel corso del 2013¹⁰⁶; le modifiche apportate riguardano, in

¹⁰² Di cui alla parte III dell'Allegato A alla delibera 19 aprile 2012, 153/2012/R/com.

¹⁰³ Di cui alla delibera 22 marzo 2012, 99/2012/R/eel.

¹⁰⁴ Con la delibera 26 luglio 2012, 323/2012/E/com.

¹⁰⁵ Il procedimento per l'adozione del nuovo regolamento è stato avviato con la delibera 4 ottobre 2012, 399/2012/E/com. Dopo la relativa consultazione (documento per la consultazione 8 novembre 2012, 463/2012/E/com), il regolamento è stato approvato con la delibera 20 dicembre 2012, 548/2012/E/com.

¹⁰⁶ Con la delibera 18 aprile 2013, 162/2013/E/com.

particolare, il rapporto tra la procedura di reclamo allo Sportello e gli strumenti giudiziali ed extragiudiziali per la risoluzione delle controversie. Il provvedimento ha introdotto, in un'ottica di economicità e di non duplicazione delle procedure, ipotesi di inammissibilità e improcedibilità del reclamo, laddove la medesima controversia oggetto del reclamo sia già oggetto di un procedimento giustiziale o giurisdizionale, oppure di una procedura di conciliazione presso il Servizio conciliazione clienti energia, o di una diversa procedura alternativa di risoluzione della controversia, anche volontaria e paritetica.

Lo Sportello svolge le attività di trattamento dei reclami richiedendo agli esercenti le necessarie informazioni e fornendo ai clienti, alle loro associazioni rappresentative e agli esercenti, le indicazioni indispensabili per la soluzione delle problematiche segnalate. Lo Sportello trasmette all'Autorità solo reclami compiutamente istruiti, che devono essere oggetto di valutazione da parte dell'Autorità stessa.

Nel corso del 2013 lo Sportello ha gestito anche le due procedure speciali di reclamo menzionate: quella relativa ai contratti non richiesti e quella relativa al sistema indennitario. Nel corso del 2013, lo Sportello ha ricevuto 1.124 segnalazioni per reclami rigettati da parte dei venditori, in applicazione della procedura dei contratti non richiesti, registrando una percentuale di fondatezza dei rigetti pari al 73%. Per tutto il 2013 sono pervenuti ancora reclami relativi a fattispecie verificatesi prima dell'entrata in vigore della nuova procedura speciale, nonché numerosi reclami irregolari o incompleti, ossia inviati allo Sportello da parte del cliente prima che fossero decorsi i termini per la risposta che il venditore è tenuto a fornire entro 40 giorni solari.

Nel corso del 2013, lo Sportello ha segnalato numerosi reclami di clienti finali (sia a condizioni di libero mercato, sia in regime di tutela, con riferimento sia al settore elettrico, sia a quello del gas naturale) nei quali si lamentava, tra l'altro, il mancato rispetto della periodicità di fatturazione, la mancata o ritardata emissione della fattura finale a seguito di cessazione del rapporto di fornitura per cambio del fornitore, nonché la fatturazione di consumi a stima, nonostante il distributore avesse messo a disposizione del venditore le letture effettive. Anche a seguito di tali segnalazioni, è stata avviata 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, serviti in regime di tutela o a condizioni di libero mercato (descritta più oltre nel paragrafo 3.2.2.2).

L'andamento storico di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni ricevuti dallo Sportello a partire dal 2010 mostra, dopo la stabilizzazione registrata nel 2012, una ripresa del trend di crescita, dovuta presumibilmente a una maggiore attenzione dei clienti finali alla spesa per l'energia e a una maggiore consapevolezza dei propri diritti e degli strumenti di tutela individuale a loro disposizione. Il numero di "pratiche" (reclami, richieste di informazioni e segnalazioni), ricevute dallo Sportello nel corso del 2013, ammonta infatti a 43.989 (82% inviate da clienti domestici e 18% da clienti non domestici), con un aumento di circa il 23% rispetto al 2012. Tale trend di crescita sembra confermato dai dati del I trimestre 2014. Si segnala, infine, che a marzo 2014 l'Autorità ha diffuso un documento per la consultazione¹⁰⁷, contenente alcuni orientamenti per il miglioramento dell'efficacia delle attività relative al trattamento dei reclami svolte dallo Sportello, con particolare riguardo alle modalità di presentazione del reclamo e ai canali di contatto con lo Sportello, alla puntualità ed esaustività delle risposte degli esercenti alle richieste

¹⁰⁷ Si tratta del documento 20 marzo 2014, 115/2014/E/com.

di informazioni dello Sportello, alla procedura per i reclami in tema di bonus sociale, alla qualità delle risposte fornite dallo Sportello e alla sua *accountability*.

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2013 le comunicazioni relative al settore elettrico sono state 27.524 (pari al 63% del totale). Si rileva un aumento rispetto al 2012, quando le medesime comunicazioni erano pari al 55% del totale. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra i reclami e le richieste di informazioni.

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2013 sono i seguenti: fatturazione 7.163 (28%), mercato 5.507 (19%), bonus 4.791 (14%), contratti 5.710 (19%), qualità tecnica 700 (8%), allacciamenti e lavori 1.388 (5%). Rispetto all'anno 2012, si nota, in particolare, l'aumento delle comunicazioni relative alla fatturazione e, ancor più apprezzabile, un aumento degli argomenti contratti, bonus e mercato, mentre subisce una sensibile diminuzione la qualità tecnica.

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 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 anche, a partire dall'1 giugno 2012, i reclami gestiti secondo la procedura speciale riguardante i contratti non richiesti, di cui si è data evidenza poco sopra.

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

Anno 2013

ARGOMENTI	NUMERO	%
Fatturazione	7.163	26%
Mercato	5.507	20%
Bonus	4.791	17%
Contratti	5.710	21%
Allacciamenti/Lavori	1.388	5%
Prezzi e tariffe	438	2%
Qualità tecnica	700	3%
Misura	568	2%
Qualità commerciale	426	1%
Prosumers	575	2%
Non competenza	258	1%
TOTALE	27.524	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 9 luglio 2013, 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:

- il confronto tra i prezzi finali ai clienti domestici e quelli ai clienti del sistema produttivo del Paese;
- le principali voci che compongono il prezzo finale, in relazione ai rispettivi fondamentali;
- i nodi critici e le principali evoluzioni di alcuni specifici fenomeni quali, per esempio, gli oneri generali di sistema, le incentivazioni esplicite e implicite e la fiscalità nel gas.

Nella memoria dell'8 luglio 2013, 298/2013/l/com, predisposta per la suddetta audizione, l'Autorità ha esaminato le principali voci che compongono il prezzo dell'energia elettrica e quello del gas e prospettato un raffronto con i prezzi praticati a livello europeo.

Le dinamiche sottostanti ai prezzi applicati ai clienti finali sono riconducibili, essenzialmente, a tre macro categorie: i servizi di vendita, i servizi di rete e le imposte. Queste tre componenti, nel 2012, hanno registrato nel settore elettrico trend differenziati: in leggero aumento i servizi di vendita, in forte incremento i servizi di rete per il crescente peso degli oneri di sistema e, infine, sostanzialmente stabili le imposte.

In particolare, l'Autorità ha rilevato come la crescita esponenziale degli oneri di sistema sulle bollette elettriche (+10% in 4 anni per la famiglia-tipo) stia progressivamente riducendo il peso delle componenti "di mercato" sul prezzo al consumo. Per di più, l'impatto degli oneri generali di sistema sui clienti finali è differenziato a seconda del tipo di utenza e l'incidenza dei costi non è allineata al peso in termini di consumo. Peraltro, sulla spesa complessiva dei clienti finali gravano anche i meccanismi di incentivazioni implicite, relativi ai servizi di rete e agli oneri generali, che non consentono di tener conto delle diverse tipologie di attività produttive svolte dai beneficiari e comportano un significativo effetto redistributivo. A tale riguardo, l'Autorità ha evidenziato l'opportunità che questi meccanismi debbano essere adeguati agli obiettivi di efficienza allocativa e di sostenibilità ambientale e che, dunque, debbano *in primis* essere resi espliciti e vincolati dagli assetti di rete o almeno essere limitati al livello delle relative incentivazioni esplicite.

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

Le competenze e poteri del regolatore in quest'ambito sono stati illustrati nella tavola 3.3.

In riferimento all'attività svolta nel 2013 e al settore elettrico l'Autorità ha effettuato alcune indagini conoscitive e svolto, come di consueto, un intenso programma di vigilanza e controlli tramite ispezioni presso le imprese e richieste di informazioni.

Nel mese di agosto 2013, è stata chiusa¹⁰⁸ l'**Indagine conoscitiva dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas naturale**. L'Indagine era stata avviata nel luglio 2012 per verificare, tra l'altro, l'eventuale presenza di elementi di criticità, con particolare riferimento agli aspetti che possono incidere sul comportamento dei clienti finali di piccole dimensioni (domestici e clienti non domestici), anche al fine di accrescere la loro consapevolezza circa le proprie scelte contrattuali.

Nello specifico, l'Indagine è stata avviata in ragione delle rilevazioni svolte in occasione della *Relazione Annuale 2012*, che avevano evidenziato un differenziale positivo tra i prezzi applicati nel mercato libero per la vendita di energia elettrica ai clienti domestici e i corrispondenti prezzi del servizio di maggior tutela. L'Indagine si è quindi concentrata sull'anno 2011, in ragione delle informazioni raccolte nell'anno 2012.

Più in dettaglio, con l'avvio dell'Indagine l'Autorità ha previsto che, in relazione all'anno 2011, l'Indagine conoscitiva fosse finalizzata a:

- verificare, per il settore dell'energia elettrica e per quello del gas naturale, l'effettiva esistenza di differenziali positivi tra i prezzi applicati nel mercato libero e i servizi di tutela, l'entità di tali differenziali e le ragioni a essi sottostanti, anche in termini di potenziali differenziali di costo legati a differenti qualità del servizio offerto o a servizi aggiuntivi;
- verificare la presenza di elementi di criticità nel mercato della vendita al dettaglio, con particolare riferimento agli aspetti che possono incidere sul comportamento dei clienti finali, rendendo ai medesimi clienti ancora difficile orientarsi ed effettuare scelte pienamente consapevoli e vantaggiose;
- valutare i potenziali interventi, regolatori e non, volti a migliorare il coinvolgimento dei clienti domestici nel mercato e ad aumentare la loro capacità di appropriarsi dei benefici potenziali derivanti dalla concorrenza, anche tenuto conto dell'impatto che tali interventi potrebbero avere sullo sviluppo dell'offerta nella vendita al dettaglio;
- valutare se e in che misura possano essere necessari interventi, regolatori e non, rivolti anche ai clienti di piccole dimensioni diversi dai clienti domestici, tenuto conto sia delle differenze che sussistono tra le diverse tipologie di clienti finali, sia delle peculiarità delle offerte di vendita loro destinate.

Ai fini della verifica dell'effettiva esistenza di differenziali tra i prezzi, l'Indagine ha in primo luogo mirato a valutare, in base a quanto era emerso dai dati raccolti in occasione della *Relazione Annuale 2012*, se e in che misura i prezzi del mercato libero fossero, a livello medio, superiori ai prezzi dei servizi di tutela, anche approfondendo le differenze nelle diverse classi di consumo. Ciò ha permesso l'identificazione, per il mercato elettrico e per quello del gas naturale, di un campione di venditori per i quali, con riferimento all'anno oggetto dell'Indagine (2011), il prezzo praticato nel mercato libero, dichiarato dai medesimi, risultava maggiore rispetto a quello relativo ai regimi di tutela previsti dal legislatore. Tenuto conto dell'obiettivo di approfondire i motivi degli elevati livelli dei prezzi sul mercato libero e le ragioni delle differenze rispetto a quelli del mercato di tutela, sono infatti stati individuati gli operatori i cui prezzi risultavano maggiori rispetto a quelli dei servizi di tutela e sono state indagate le componenti delle offerte, al fine di valutare in che misura prezzi diversi possono essere connessi con prodotti diversi. In questo modo, rispetto ai

¹⁰⁸ Con la delibera 7 agosto 2013, 366/2013/E/com.

livelli di prezzo rilevati, l'Indagine ha approfondito le possibili ragioni connesse sia con i prezzi riscontrati sul mercato libero, sia con la loro differenza rispetto a quelli del mercato di tutela, attraverso l'analisi dei prezzi e degli elementi caratterizzanti le offerte applicate nell'anno 2011 dagli operatori del campione ai clienti domestici e ai clienti non domestici di piccole dimensioni.

Il confronto dei prezzi delle offerte del mercato libero e di quelli applicati nel servizio di tutela è risultato particolarmente complesso, in ragione, in particolare, delle differenze nelle strutture di prezzo, oltre che nei prodotti/servizi offerti al cliente finale nel mercato libero.

Nonostante tali limiti, dall'analisi sembra confermata la presenza di differenziali positivi tra i prezzi nel mercato libero e quelli previsti per i servizi di tutela, relativi soprattutto ai clienti del settore elettrico, in particolare domestici. Le ragioni di tali differenziali sembrano solo in parte spiegate dalla presenza di strutture di prezzo differenti nel mercato libero, per le quali il venditore deve sostenere appositi costi di copertura, o dalla presenza di particolari servizi aggiuntivi.

In generale, infatti, il differenziale di prezzo può trovare giustificazione teorica sulla base delle evidenze desumibili dai dati analizzati: un livello medio più alto del prezzo, per esempio, nelle offerte a prezzo fisso e nelle offerte "tutto compreso" è infatti giustificabile in base alla necessità del venditore di definire una copertura specifica associata ai rischi di tali strutture di prezzo, rischi collegati alla volatilità del prezzo nel mercato all'ingrosso e ai volumi rispetto ai quali viene sottoscritta la copertura. Per queste offerte, laddove gli operatori hanno fornito i dati, è stato operato un confronto tra il prezzo proposto e il prezzo *forward* della *commodity* rilevabile nel momento in cui l'offerta veniva proposta. Le differenze riscontrate sono risultate a livello complessivo piuttosto elevate, a eccezione dei contratti conclusi on line. Di conseguenza, se, da un lato, la ragione di tali differenze può essere spiegata dalla necessità del venditore di coprirsi rispetto al rischio delle variazioni di prezzo della materia prima, dall'altro lato, esse sono parse comunque tali da lasciare presupporre l'esistenza di uno spazio maggiormente concorrenziale per le offerte formulate ai clienti finali. Per quanto riguarda la distribuzione dei clienti tra le diverse offerte disponibili presso il singolo venditore, è emerso che le offerte più convenienti, quelle on line, sono state anche quelle sottoscritte da una percentuale minoritaria di clienti¹⁰⁹, che quindi molto spesso paiono ancora poco in grado di scegliere consapevolmente l'offerta più conveniente.

L'Indagine ha altresì evidenziato una non piena consapevolezza da parte dei clienti, con riferimento sia agli elementi di costo, sia alle componenti di prezzo. In particolare:

- una scarsa consapevolezza degli elementi di costo emerge sia per i clienti domestici, sia per quelli non domestici; inoltre, con specifico riferimento alle offerte indicizzate, scarsa appare anche la capacità dei clienti di comprendere appieno gli indici di prezzo e di valutarne l'andamento, anche perché questi vengono spesso definiti rispetto a panieri di prodotti che si ritengono di potenziale difficile comprensione da parte del cliente;
- dall'analisi condotta sembra emergere una scarsa attenzione, da parte del cliente finale, alle modalità di rinegoziazione delle condizioni di prezzo una volta giunte a scadenza quelle inizialmente sottoscritte, con riflessi nella scelta dell'offerta effettivamente adatta alle proprie necessità.

¹⁰⁹ In relazione agli operatori che hanno fornito i dati, le offerte on line sono state scelte dal 2% dei clienti domestici di energia elettrica e dall'1% dei clienti domestici di gas Naturale.

Al fine di approfondire la conoscenza del mercato libero da parte dei clienti finali, sono state condotte Indagini specifiche presso i clienti di piccola dimensione. In particolare, tali Indagini si sono concentrate sui clienti che hanno scelto il mercato libero, lasciando pertanto il servizio di tutela, con l'obiettivo di valutare la loro capacità di comprendere e comparare le offerte, l'utilizzo degli strumenti informativi a disposizione e il loro livello di consapevolezza circa il contratto sottoscritto. Nell'ambito di tali Indagini è emerso che:

- i clienti domestici risultano caratterizzati da un approccio ancora passivo nei confronti del mercato, verso il quale vengono attratti da una promessa di risparmio che non sono tuttavia in grado di quantificare. La scelta di passare al mercato libero è spesso guidata dal venditore che contatta il cliente, mentre quest'ultimo raramente attua un confronto o, se lo fa, lo realizza rispetto a un numero limitato di offerte (2/3). Inoltre, in generale i clienti lamentano la scarsa trasparenza e l'eccessiva complessità del linguaggio normalmente utilizzato nel materiale contrattuale e nei documenti di fatturazione, e ritengono necessarie informazioni più chiare ma, a fronte della richiesta di fornire indicazioni concrete, non risultano in grado di formulare proposte;
- i clienti non domestici mostrano un quadro solo parzialmente più positivo, collegato principalmente alla diversa dimensione di questo tipo di consumatori. In dettaglio, minore è la dimensione del cliente non domestico, più il suo approccio nei confronti del mercato risulta simile a quello dei clienti domestici.

L'Indagine ha infine tenuto conto delle esperienze internazionali, con particolare riferimento alle attività dei regolatori dei Paesi appartenenti all'Unione europea, tra i quali il regolatore britannico (Ofgem), anche alla luce della recente *Retail Market Review*, diretta a far sì che i clienti finali siano (più) attivi nel mercato e assumano scelte migliori e più consapevoli.

In sintesi, dall'Indagine sono emersi i seguenti aspetti:

- i dati di prezzo a disposizione dell'Autorità, finalizzati alla rilevazione del prezzo mediamente pagato dai diversi clienti finali per la fornitura dei servizi di energia elettrica e di gas naturale, non rendono sempre possibile un raffronto dei prezzi tra il mercato libero e i servizi di tutela per quanto concerne le componenti a copertura dei costi, relative alle fasi della filiera liberalizzate;
- dalle informazioni desunte nell'ambito dell'Indagine relativamente alle offerte del mercato libero analizzate, le differenze rilevate tra i livelli dei prezzi osservati non sembrano essere sempre esclusivamente riconducibili ai soli differenziali di costo connessi con le caratteristiche dei prodotti offerti nel mercato libero;
- i clienti domestici e i clienti non domestici di più piccole dimensioni mostrano un atteggiamento ancora passivo nei confronti del mercato e, al momento della scelta del venditore, non effettuano confronti tra diverse offerte o effettuano un numero di confronti molto limitato;
- emerge, da parte della maggioranza dei clienti, la richiesta di maggiore chiarezza e semplicità sia per quanto attiene alla documentazione contrattuale, sia per ciò che riguarda i documenti di fatturazione.

Gli esiti illustrati nell'Indagine risultano propedeutici per la valutazione di possibili interventi di riforma del mercato *retail*, volti principalmente ad aumentare la consapevolezza del cliente, per esempio, migliorando ed eventualmente incrementando gli strumenti di scelta. Le risultanze dell'Indagine potranno essere oggetto di ulteriori approfondimenti anche nell'ambito dell'attività di monitoraggio annuale dei mercati *retail*, condotta dall'Autorità.

E proprio nell'ambito di tali approfondimenti va annoverata l'apertura¹¹⁰, nel giugno 2013, dell'**Istruttoria conoscitiva in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione**, che l'Autorità ha avviato al fine di raccogliere elementi informativi su base partecipativa per successivi interventi regolatori nell'ambito dei principi e dei criteri della direttiva europea 2012/27/UE, identificando un vero e proprio progetto di revisione della bolletta (c.d. "progetto Bolletta 2.0"). Nelle intenzioni dell'Autorità, gli elementi raccolti potranno essere utilizzati per interventi di razionalizzazione e semplificazione delle informazioni contenute nei documenti di fatturazione.

Tali informazioni sono attualmente disciplinate dalla delibera ARG/com 202/09, che pone obblighi a carico dei venditori relativamente alle fatture inviate ai clienti finali serviti sia a condizioni di tutela, sia a condizioni di libero mercato. La decisione di intervenire discende anche dalle evidenze emerse in occasione delle rilevazioni demoscopiche presso i clienti finali, realizzate per individuare le esigenze dei clienti (soprattutto di quelli serviti nel mercato libero), anche con riferimento al tema della trasparenza dei documenti di fatturazione, verificando tra l'altro se i suddetti documenti vengano utilizzati dal cliente finale per effettuare un primo confronto con altre offerte. In particolare, le rilevazioni demoscopiche hanno mostrato come, da parte dei clienti finali, non esista una completa soddisfazione sull'effettiva semplicità dei documenti di fatturazione: da un lato, è emersa una diffusa richiesta di maggior chiarezza, dall'altro, la richiesta di una semplificazione/sintesi delle voci presenti per renderle comprensibili a tutti; vi è però anche chi indica la necessità di specificare meglio le voci della fattura, chiedendone un maggiore dettaglio. Infine, nell'ambito delle suddette rilevazioni è emerso come raramente la fattura venga utilizzata quale strumento di confronto con altre offerte. Anche dal lato dei venditori sono state, in diverse occasioni, presentate richieste di intervento in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione, soprattutto in un'ottica di semplificazione dell'attuale regolazione.

Tali evidenze hanno quindi reso opportuno, oltre che necessario, un maggior approfondimento circa le esigenze dei soggetti coinvolti, clienti finali o venditori, valutando in particolare:

- le possibili alternative di razionalizzazione e semplificazione delle informazioni contenute nei documenti di fatturazione, pur nell'ottica di continuare a garantire ai clienti finali tutte le informazioni necessarie alla gestione del contratto;
- l'impatto sui costi di commercializzazione delle diverse alternative, in quanto l'intervento vuole perseguire anche la finalità di portare a una riduzione, rispetto all'attuale regolazione, di tali costi.

Nell'ambito del cd. "progetto Bolletta 2.0", l'Autorità ha organizzato audizioni dei soggetti interessati nell'ottobre 2013.

La partecipazione dei principali *stakeholders* è stata elevata. Sono infatti pervenuti contributi da parte di venditori, di associazioni loro rappresentative, di associazioni rappresentative dei consumatori domestici e delle piccole e medie imprese. Sono inoltre pervenuti contributi da parte

¹¹⁰ Con la delibera 13 giugno 2013, 260/2013/R/com.

di consumatori domestici e non domestici, nonché da parte di altri soggetti, diversi dagli usuali *stakeholders* dell'Autorità.

Da una valutazione generale dei contributi pervenuti, emerge che l'attuale bolletta è considerata poco comprensibile e non sempre adeguata alle finalità della vigente regolazione. Pertanto, i soggetti che hanno partecipato alle audizioni e risposto a un apposito questionario ritengono opportuno un intervento di semplificazione e razionalizzazione che investa la struttura e i contenuti dei documenti di fatturazione e che lasci spazio anche a forme e modalità innovative di rappresentazione e trasmissione delle informazioni, più flessibili per i venditori, almeno con riferimento al mercato libero, e che al contempo migliorino la lettura e la comprensione delle bollette da parte dei clienti finali. Da più soggetti (sia venditori, sia consumatori) è stato segnalato che il linguaggio e la terminologia utilizzati nelle bollette incidono negativamente sulla loro leggibilità.

Inoltre, anche in conseguenza di una struttura di prezzi e tariffe estremamente articolata, le informazioni di dettaglio sugli importi fatturati risultano troppo complesse e difficilmente raccordabili a quelle di sintesi, oltre che alle specifiche condizioni contrattuali sottoscritte dal cliente; in merito a tale aspetto, in particolare tra i venditori, è emersa la richiesta di una semplificazione della struttura tariffaria anche mediante il superamento degli scaglioni di consumo che appesantiscono molto la struttura della bolletta, aumentandone le difficoltà di comprensione.

Problemi ulteriori sono stati segnalati nei casi di conguagli, per lo più dovuti a criticità riscontrabili, a monte, nell'attività di misura e che hanno una incidenza, a valle, sui documenti di fatturazione. Infine, da alcune risposte dei venditori al questionario è emerso che le criticità segnalate hanno un impatto negativo sui costi e sugli oneri di gestione dei venditori, in particolare perché l'eccessiva complessità percepita dal cliente si traduce, spesso, in un elevato numero di contestazioni che, in ultimo, impattano sui costi della gestione dei canali di contatto.

In ragione dei contributi ricevuti in sede di audizione e delle risposte al questionario, il documento per la consultazione 20 febbraio 2014, 69/2014/R/com, ha indicato gli orientamenti dell'Autorità in tema di modalità di esposizione in fattura, a parità di struttura regolatoria. In tema di trasparenza dei documenti di fatturazione, l'Autorità ha previsto interventi specifici nel settore del gas naturale (descritti nel capitolo successivo).

Alla fine del 2013, l'Autorità ha avviato¹¹¹ anche 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;

¹¹¹ Con la delibera 28 novembre 2013, 542/2013/E/com.

- 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.

L’Indagine ha come principale obiettivo quello di raccogliere dati e informazioni che permettano, attraverso successivi interventi di regolazione o di *enforcement*, di ridurre la presenza di tali fenomeni negativi.

L’Indagine prevede, oltre all’acquisizione di dati e di informazioni ritenuti utili, ulteriori rispetto a quelli già in possesso dell’Autorità, la pubblicazione di documenti di ricognizione, per acquisire un riscontro da parte dei soggetti interessati, e il coinvolgimento dei consumatori o delle loro associazioni rappresentative.

Nel mese di ottobre, inoltre, l’Autorità ha avviato¹¹² un’**Istruttoria conoscitiva relativa all’erogazione del servizio di misura dell’energia elettrica**, con particolare riguardo:

- alla misura dell’energia elettrica prodotta e dell’energia elettrica immessa in rete dagli impianti di generazione distribuita;
- alla misura dell’energia elettrica prelevata dalle reti di trasmissione e distribuzione da parte dei clienti finali e delle imprese distributrici, al fine di acquisire dati e informazioni utili alla predisposizione di successivi interventi di competenza dell’Autorità.

L’Indagine ha tra i suoi obiettivi quello di verificare il rispetto di alcuni aspetti decisivi per il corretto funzionamento di tutta la filiera elettrica, quali: la precisione dei dati di misura, il rispetto delle tempistiche per la trasmissione dei dati di misura, la messa in servizio dei misuratori elettronici in bassa tensione.

L’Autorità ha anche tenuto in considerazione le numerose segnalazioni di problemi relativi all’erogazione del servizio di misura, con particolare riferimento alla misura dell’energia elettrica prodotta dagli impianti di generazione distribuita.

L’Indagine prevede l’acquisizione di dati e informazioni presso gli operatori, nonché lo svolgimento sia di verifiche ispettive di controllo, sia di incontri con operatori e con le loro associazioni rappresentative.

¹¹² 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).

Nuovo sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva – Meccanismo di *capacity payment*

Il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, prevede l'introduzione di 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 prevede che l'Autorità definisca 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.

Dopo un articolato processo per la consultazione¹¹³, nel luglio 2011 l'Autorità ha fissato¹¹⁴ i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità, ivi incluso l'iter procedurale per la predisposizione del citato schema.

Tali disposizioni prevedono che Terna acquisti dalle imprese di generazione opzioni fisicamente garantite (*physically backed call options*) per le quantità richieste dal sistema ogni anno in modo tale da proteggere i consumatori dai rischi dei picchi di prezzo derivanti da capacità insufficienti. Tali opzioni devono essere scambiate tramite aste su un mercato delle capacità e caratterizzate da:

¹¹³ Documenti di consultazione 6 agosto 2008, DCO 27/08; 7 maggio 2009, DCO 10/09; 23 aprile 2010, DCO 9/10; 15 novembre 2010, DCO 38/10). Nel corso del processo di consultazione, l'Autorità ha delineato le molteplici concause per cui il mercato elettrico – in assenza di interventi regolatori – si rivela uno strumento inefficiente e inefficace di coordinamento delle scelte di investimento degli operatori (in capacità di generazione) e di Terna (in capacità di trasmissione).

¹¹⁴ Delibera 22 luglio 2011, ARG/elt 98/11.

- prezzi unitari dell'energia commisurati ai costi variabili di un nuovo impianto di picco;
- pagamento di un premio di prezzo determinato dal mercato delle capacità e dagli obblighi di restituire le differenze positive fra i prezzi di riferimento (i.e. i prezzi spot di borsa) e i prezzi operativi.

Nel mese di settembre 2012, Terna ha trasmesso lo schema di disciplina all'Autorità che ne ha verificato positivamente¹¹⁵ la conformità ai criteri e alle condizioni stabiliti. A partire dal 23 novembre 2012, lo schema è stato sottoposto alla consultazione pubblica, che si è chiusa il 15 febbraio 2013. Dopo valutazioni e approfondimenti diversi, svolti con l'Autorità e il Ministero dello sviluppo economico, Terna ha trasmesso lo schema all'Autorità che l'ha approvato¹¹⁶, fatte salve alcune modifiche richieste a Terna. L'approvazione di questo provvedimento segna il completamento degli interventi di competenza dell'Autorità per l'avvio di un mercato della capacità produttiva: lo schema di disciplina è stato, infatti, trasmesso da Terna al Ministro dello sviluppo economico per l'approvazione finale.

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»*.

Nel gennaio 2014, l'Autorità ha quindi avviato un procedimento¹¹⁷ finalizzato alla formulazione di una proposta che preveda:

- 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;
- 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». L'Autorità ha altresì specificato che tale rimodulazione non deve prevedere aumenti dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica per i clienti finali, ma un'opportuna partecipazione di tutti gli altri soggetti.

¹¹⁵ Delibera 15 novembre 2012, 482/2012/R/eel.

¹¹⁶ Delibera 5 settembre 2013, 375/2013/R/eel.

¹¹⁷ Delibera 16 gennaio 2014, 6/2014/R/eel.

3.3.3 Misure per coprire picchi di domanda o carenze dell'offerta

Le misure per far fronte ai picchi della domanda e alle carenze delle forniture di uno o più fornitori non rientrano fra le competenze dell'Autorità: ai sensi dell'art. 1 del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per lo sviluppo economico.

4 IL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione delle infrastrutture

4.1.1 Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

La disciplina dell'*unbundling* funzionale e contabile nel settore del gas naturale è sostanzialmente identica a quella sviluppata per il settore elettrico, trattata al punto 3.1.1.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

Nel corso del 2013, come previsto dalla normativa comunitaria e nazionale, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha provveduto alla certificazione dei gestori di trasporto del gas.

Più precisamente, nel mese di novembre, a seguito del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, l'Autorità ha adottato¹¹⁸ la decisione finale di certificazione per la società Snam Rete Gas in qualità di gestore del sistema di trasporto del gas naturale in separazione proprietaria. La procedura di certificazione del gestore è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti da parte dell'impresa, previsti dal modello di *ownership unbundling*, ai sensi dell'art. 9, paragrafo 1, della direttiva 2009/73/CE e dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, di relativo recepimento, tra i quali:

- l'indipendenza degli azionisti del gestore dagli interessi nell'attività di produzione o fornitura di elettricità o gas;
- lo svolgimento di tutti i compiti previsti, nella gestione della rete, dalla citata direttiva;
- la proprietà delle reti di trasporto del gas;
- l'indipendenza dei componenti degli organi amministrativi dell'impresa;
- la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete;
- la riservatezza delle informazioni commercialmente sensibili trattate, ovvero della messa a disposizione non discriminatoria delle informazioni non riservate;
- i vincoli di riservatezza, ivi comprese le clausole contrattuali, previsti per il personale e per i collaboratori dell'impresa.

Già nei mesi di febbraio e di settembre, a seguito della ricezione del parere emesso dalla Commissione europea ai sensi dell'art. 3 del regolamento (CE) 715/2009, l'Autorità aveva proceduto alla certificazione di altre due importanti società: Società Gasdotti Italia e Infrastrutture Trasporto Gas.

In febbraio, infatti, l'Autorità ha adottato¹¹⁹ la decisione finale di certificazione per la Società Gasdotti Italia in qualità di gestore di sistema di trasporto del gas in regime di separazione

¹¹⁸ Delibera 14 novembre 2013, 515/2013/R/gas.

¹¹⁹ Delibera 14 febbraio 2013, 55/2013/R/gas.

proprietaria; la procedura di certificazione, anche in questo caso, è stata finalizzata alla verifica del rispetto di tutti gli adempimenti da parte dell'impresa, previsti dal modello di *ownership unbundling*.

Nel mese di settembre, invece, l'Autorità ha adottato¹²⁰ la decisione finale di certificazione per la società Infrastrutture Trasporto Gas in qualità di gestore del trasporto indipendente del gas naturale. La procedura di certificazione è stata finalizzata alla verifica del rispetto degli adempimenti da parte dell'impresa, previsti dal modello di gestore di trasporto indipendente (*Independent Transmission Operator*), nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata (Gruppo Edison), ai sensi del Capo IV della direttiva 2009/73/CE e del decreto legislativo n. 93/11, di relativo recepimento.

Dette disposizioni prevedono, tra l'altro, che il gestore adotti misure tali da assicurare:

- lo svolgimento di tutti i compiti previsti nella gestione della rete dalla citata direttiva;
- la disponibilità di tutte le risorse funzionali alla gestione e allo sviluppo della rete; in tal senso assume particolare rilievo il divieto di stipulare contratti di servizio con l'impresa verticalmente integrata e con le altre società da questa controllate;
- l'indipendenza delle regole di *governance* e di organizzazione aziendale dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- l'indipendenza della politica di comunicazione e del marchio del gestore dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate;
- il rispetto di precisi requisiti di indipendenza da parte degli amministratori, dei responsabili della gestione e del personale del gestore;
- la capacità di predisporre un programma di adempimenti che contenga le misure adottate dal gestore per garantire una gestione non discriminatoria della rete, nonché il Piano pluriennale di sviluppo della rete.

4.1.2 Regolamentazione tecnica

Bilanciamento di merito economico del gas naturale

Nell'ottobre del 2013, è stata completata¹²¹ l'evoluzione del Mercato del bilanciamento. Dal precedente assetto semplificato¹²², che prevedeva come unica risorsa utile alla chiusura delle posizioni degli operatori lo stoccaggio gestito dalla società Stogit, si è passati alla nuova disciplina in cui ulteriori risorse, in particolare le altre risorse di stoccaggio, le importazioni e la rigassificazione, possono contribuire al bilanciamento della rete.

La disciplina definisce, inoltre, nuove modalità di determinazione del prezzo di sbilanciamento, applicato agli utenti a partire dalla data di attivazione della nuova sessione di bilanciamento, che si svolge il giorno precedente a quello di flusso (sessione di mercato *locational*). La determinazione del prezzo di sbilanciamento e la struttura scelta per il mercato *locational* tengono conto, da un lato, dei principi contenuti nel *Network Code Balancing* europeo, dall'altro, della situazione reale

¹²⁰ Delibera 26 settembre 2013, 404/2013/R/gas.

¹²¹ Delibera 10 ottobre 2013, 446/2013/R/gas.

¹²² Introdotto con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11.

dei mercati e della concorrenza, nonché della necessaria gradualità nell'introduzione delle nuove misure. La delibera definisce un medesimo prezzo di sbilanciamento nel caso di utenti in posizione "lunga" o "corta" al termine del giorno gas, cui si deve aggiungere una specifica componente di aggiustamento (c.d. *Small Adjustment*), finalizzata a incentivare gli utenti a bilanciare le proprie posizioni in anticipo rispetto al giorno gas; nel caso in cui gli utenti anticipino al sistema in modo corretto l'informazione sul proprio sbilanciamento, tale ulteriore componente di aggiustamento è applicata in misura ridotta (c.d. "*Small Adjustment ridotto*"). Il prezzo di sbilanciamento rimane invece fissato amministrativamente qualora siano attivate le procedure per la sicurezza di competenza del Ministero dello sviluppo economico, ma solo nel caso in cui queste misure siano state effettivamente tali da prevenire una situazione di crisi della rete.

La nuova regolazione definisce, inoltre, sia i criteri con cui il responsabile del bilanciamento presenta le proprie offerte nella sessione di mercato *locational*, sia i meccanismi di neutralità del responsabile del bilanciamento in relazione all'attività di bilanciamento, in attuazione del principio secondo cui non deve perdere o guadagnare dall'attività di bilanciamento. Il saldo netto delle attività di compravendita è compensato attraverso l'apposito fondo (già esistente) per la copertura degli oneri connessi con il sistema di bilanciamento del sistema del gas. Ciò non esclude la possibilità di "sovrapporre" al principio di neutralità un meccanismo di incentivazione al miglioramento delle performance, che sarà definito con successivo provvedimento, su proposta del responsabile del bilanciamento, come previsto dal *Network Code Balancing*.

La partecipazione alla sessione di mercato *locational* è stata inizialmente limitata ai quantitativi di gas corrispondenti alle variazioni delle immissioni in rete presso i punti della rete interconnessi dall'estero; tuttavia, già con la il provvedimento dell'ottobre 2013 e con successivi interventi, l'Autorità ha previsto l'introduzione di ulteriori risorse di flessibilità che possono concorrere a soddisfare le richieste del responsabile del bilanciamento. In particolare, tali risorse sono:

- la flessibilità consentita dalla gestione dell'invaso della rete, valorizzata al prezzo del gas nel giorno successivo a quello di utilizzo¹²³;
- la flessibilità consentita dalla messa a disposizione delle capacità di stoccaggio conferite alle imprese di trasporto, che queste non prevedono di utilizzare¹²⁴;
- la flessibilità consentita dalla modifica dei volumi movimentati presso gli stoccaggi della società Edison Stoccaggi, le cui risorse non sono attualmente disponibili presso la piattaforma per il bilanciamento e gli impianti di rigassificazione¹²⁵;
- la flessibilità consentita dall'utilizzo della capacità di stoccaggio del sistema Stogit in eccesso ai limiti contrattuali subordinatamente al successivo reintegro dei quantitativi utilizzati in eccesso nei giorni successivi, con riferimento al prezzo di acquisto del gas da reintegrare nei giorni successivi per la relativa valorizzazione¹²⁶.

In tema di bilanciamento di merito economico del gas naturale, si segnalano, inoltre, i seguenti interventi:

- adozione di disposizioni¹²⁷ relative alla gestione delle garanzie richieste a copertura dell'esposizione nel bilanciamento, nella forma del *rating* creditizio e di pegno sul gas in stoccaggio;

¹²³ Delibera 446/2013/R/gas

¹²⁴ Delibera 446/2013/R/gas

¹²⁵ Delibera 7 novembre 2013, 502/2013/R/gas.

¹²⁶ Delibera 28 novembre 2013, 552/2013/R/gas.

¹²⁷ Delibera 24 gennaio 2013, 15/2013/R/gas.

- chiusura¹²⁸ dell'istruttoria avviata nel giugno 2012¹²⁹, relativa alle modalità di erogazione del servizio di bilanciamento con riferimento al periodo 1 dicembre 2011 - 23 ottobre 2012. Tale istruttoria era stata avviata al fine di chiarire le circostanze relative al mancato pagamento, da parte di alcuni utenti debitori, di rilevanti importi fatturati relativamente alle partite economiche per il bilanciamento insorte nel predetto periodo, nonché in relazione a ulteriori profili legati all'esistenza di usi impropri del sistema Punto di scambio virtuale (PSV), consistenti in registrazioni di transazioni per quantitativi rilevanti senza alcuna forma di copertura. Gli esiti di tale istruttoria hanno evidenziato alcune situazioni, meritevoli di approfondimento, in cui l'intervento di Snam Rete Gas risulterebbe non pienamente tempestivo;
- avvio¹³⁰ - sulla base degli esiti appena richiamati - di un procedimento volto a determinare la quota parte degli oneri derivanti dai crediti non riscossi, da riconoscere al responsabile del bilanciamento gas, per il periodo 1 dicembre 2011 - 23 ottobre 2012;
- adozione¹³¹ di disposizioni per la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) ai fini del recupero di alcune somme, relative a crediti per il bilanciamento non riscossi da un utente, precedentemente versate a Snam Rete Gas, il riconoscimento delle quali è oggetto del procedimento di cui al punto precedente.

Interventi volti a garantire una corretta determinazione delle partite fisiche ed economiche di gas – Settlement

Nel maggio 2012, l'Autorità ha approvato¹³² il *Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG) o settlement*. Il provvedimento sostituisce la previgente disciplina risolvendo molte delle criticità presenti nell'allocazione dei prelievi presso i punti di riconsegna della rete di trasporto e nella definizione delle filiere commerciali.

I principali aspetti regolati dal TISG sono i seguenti:

- i criteri di identificazione dei punti di riconsegna soggetti a profilazione convenzionale del prelievo;
- le modalità di profilazione convenzionale del prelievo (c.d. *load profiling*);
- le modalità di esecuzione della c.d. "sessione di bilanciamento";
- le modalità di esecuzione della c.d. "sessione di aggiustamento";
- le responsabilità e gli obblighi informativi in capo al responsabile del bilanciamento (RdB), alle imprese di trasporto, agli utenti del bilanciamento (UdB), alle imprese di distribuzione e agli utenti della distribuzione (UdD) funzionali al *settlement* del servizio di bilanciamento.

Per quanto concerne le modalità di esecuzione delle sessioni di bilanciamento e aggiustamento, sono state introdotte più sessioni di regolazione delle partite fisiche ed economiche presso i punti di riconsegna della rete di trasporto, ossia:

¹²⁸ Delibera 5 aprile 2013, 144/2013/R/gas.

¹²⁹ Delibera 28 giugno 2012, 282/2012/R/gas.

¹³⁰ Delibera 5 aprile 2013, 145/2013/R/gas.

¹³¹ Delibera 13 giugno 2013, 258/2013/R/gas.

¹³² Delibera 31 maggio 2012, 229/2012/R/gas.

- una sessione di bilanciamento mensile, in cui il RdB determina le partite fisiche giornaliere del gas prelevato dal sistema di trasporto da ciascun UdB, con riferimento a ciascun giorno gas del mese precedente, funzionali all'applicazione dei corrispettivi di trasporto e di bilanciamento;
- una sessione di aggiustamento annuale, riferita all'anno civile precedente per la valorizzazione economica della differenza tra le partite fisiche di gas attribuite nelle sessioni di bilanciamento e quelle determinate in base ai dati di misura disponibili al momento in cui è effettuata tale sessione;
- più sessioni di conguaglio annuali, riferite al secondo, terzo, quarto e quinto anno civile precedente, per la valorizzazione economica della differenza tra le partite fisiche di gas attribuite nelle precedenti sessioni di aggiustamento, relative ai medesimi anni, e quelle determinate in base ai dati di misura disponibili al momento in cui sono effettuate tali sessioni.

Con specifico riguardo, poi, alla revisione della metodologia di *load profiling*, il provvedimento ha previsto:

- che la determinazione del prelievo annuo sia effettuata per ciascun punto di riconsegna una volta all'anno dalle imprese di distribuzione;
- una semplificazione dei profili di prelievo standard, che vengono determinati in modo tale da poterne isolare la componente termica;
- l'introduzione di un fattore di modulazione climatica da applicare ai profili di prelievo standard, da definire con successivo provvedimento.

Sono stati inoltre razionalizzati gli obblighi informativi a carico dei soggetti interessati ed è stato rivisto il sistema di mappatura dei rapporti commerciali, anche in relazione a sviluppi futuri volti a definire un legame diretto tra utente del bilanciamento e singolo punto di riconsegna, stabilendo che:

- la matrice di corrispondenza fra gli utenti del sistema sia definita e aggiornata mensilmente, con anticipo rispetto all'inizio di ciascun mese;
- ciascun utente del bilanciamento possa prioritariamente identificare gli utenti della distribuzione i cui prelievi possono venire a esso ricondotti;
- a ciascun utente della distribuzione sia attribuita la responsabilità diretta di indicare, nell'ambito di quanto descritto al precedente alinea, gli utenti del bilanciamento cui ricondurre i prelievi di propria competenza;
- il responsabile del bilanciamento verifichi che, nell'ambito della matrice di corrispondenza fra gli utenti del sistema, sia stato definito almeno un rapporto commerciale per ciascun utente della distribuzione e, in caso contrario, effettui le opportune comunicazioni alle imprese di distribuzione, finalizzate all'eventuale attivazione dei servizi di ultima istanza.

Le disposizioni sono entrate in vigore dall'1 gennaio 2013.

A settembre 2013, l'Autorità ha aggiornato¹³³ i valori percentuali relativi all'utilizzo del gas, necessari alla determinazione dei profili di prelievo standard in vigore per l'anno termico 2013-2014.

Con riferimento all'obiettivo perseguito di riforma dei criteri funzionali all'attribuzione univoca dei prelievi di ciascun punto di riconsegna gas agli utenti del bilanciamento, l'Autorità ha esposto i propri orientamenti finali in un documento per la consultazione pubblicato nel mese di luglio 2013¹³⁴. Più precisamente, il documento affronta la questione in tema sia di modifica dei criteri di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto, sia di predisposizione dei bilanci provvisori. Per quanto concerne il primo aspetto, sono state declinate tre opzioni volte a realizzare l'assegnazione all'utente del bilanciamento di una capacità definita sulla base di alcuni parametri fondamentali, quali il consumo annuo e il profilo di prelievo, associati ai punti di riconsegna della rete di distribuzione serviti dall'utente della distribuzione cui è contrattualmente legato, con conseguente semplificazione delle attività a suo carico. La capacità di trasporto non dovrebbe più essere scelta su basi discrezionali dall'utente del bilanciamento, ma venire assegnata dal responsabile del bilanciamento, ottenendo così il beneficio di una maggiore automazione delle procedure di transazione delle capacità, con particolare riferimento ai casi di *switching*, nonché la soppressione delle penali per supero delle capacità nei punti di riconsegna della rete di trasporto.

Per quanto riguarda, invece, il tema del bilancio provvisorio, il documento ha ripreso e sviluppato l'opzione 1 descritta in un precedente documento per la consultazione¹³⁵, approfondendo l'aspetto della ripartizione, tra gli utenti del bilanciamento, della differenza tra il prelievo misurato e l'allocato attribuito sulla base dei consumi annui e dei profili di prelievo. Nel mese di dicembre 2013, sono state approvate¹³⁶, quindi, nuove disposizioni in tema di bilancio provvisorio, in linea con i principi che governano il processo del *settlement*, pur consentendo alcune semplificazioni funzionali a garantire l'implementazione della soluzione individuata in tempi ragionevoli. In particolare, con riferimento al processo di allocazione ai punti di riconsegna interconnessi con reti di distribuzione, è stato previsto l'utilizzo del prelievo giornaliero attribuibile a ciascun utente della distribuzione, ottenuto dalla profilazione del prelievo annuo per punto, sulla base dei dati comunicati dall'impresa di distribuzione. I prelievi provvisori allocati all'utente della distribuzione, prima di essere attribuiti agli utenti del bilanciamento di pertinenza grazie alle informazioni relative alla filiera commerciale, devono essere corretti per tener conto del quantitativo di gas rilevato nel giorno gas al punto di riconsegna della rete di trasporto.

Le nuove disposizioni, finalizzate anche alla determinazione delle partite economiche determinate e di quelle attese, utili all'attività di monitoraggio dell'esposizione nei confronti degli utenti del trasporto e del bilanciamento, sono entrate in vigore l'1 maggio 2014.

Qualità del servizio di trasporto del gas naturale

La regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale per il periodo 2010-2013 è stata disciplinata nel 2009¹³⁷. I dati

¹³³ Delibera 19 settembre 2013, 394/2013/R/gas.

¹³⁴ Consultazione del 18 luglio 2013, 317/2013/R/gas.

¹³⁵ Consultazione del 13 dicembre 2012, 541/2012/R/gas

¹³⁶ Delibera 19 dicembre 2013, 619/2013/R/gas.

¹³⁷ Delibera 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09.

relativi alla sicurezza del servizio per il periodo 2011-2013, riguardanti le principali imprese di trasporto, mostrano che:

- la percentuale di rete ispezionata con “pig”¹³⁸ rispetto al totale della rete soggetta a sorveglianza/vigilanza registra un costante, seppur modesto, incremento;
- la percentuale di rete in acciaio con protezione catodica efficace ha raggiunto valori elevati; in particolare nel 2013 si è registrato un incremento di circa l’1% rispetto al 2011-2012;
- il numero delle emergenze di servizio è molto contenuto e le cause che le hanno determinate sono riconducibili a eventi naturali e a terzi.

Per quanto concerne la continuità del servizio di trasporto del gas naturale, dai dati relativi alle interruzioni di servizio e ai casi di mancato rispetto del valore di pressione minima contrattuale al punto di riconsegna, si evince che, dal 2011 al 2013:

- il numero annuo delle interruzioni con adeguato preavviso ha avuto un andamento altalenante mentre è in costante crescita il numero di utenti del servizio di trasporto coinvolti;
- nel 2013 si registra, rispetto ai due anni precedenti, un notevole incremento del numero sia delle interruzioni senza adeguato preavviso, sia degli utenti coinvolti;
- il numero annuo dei punti di riconsegna che hanno subito una o più interruzioni non dovute a emergenze di servizio, è in costante diminuzione;
- i casi di mancato rispetto dell’obbligo di servizio relativo alla pressione minima contrattuale sono numericamente poco significativi.

Con il 31 dicembre 2013 si quindi è concluso il periodo di vigenza della regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale. Di conseguenza, nel febbraio 2013, è stato avviato un procedimento¹³⁹ per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017. Nell’ambito di tale procedimento, l’Autorità ha pubblicato un documento per la consultazione¹⁴⁰, per esporre i propri orientamenti in materia di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quarto periodo di regolazione, con particolare riferimento a sicurezza, continuità e qualità commerciale.

Gli obiettivi specifici che l’Autorità ha sottolineato in materia di sicurezza e continuità del servizio di trasporto del gas naturale erano finalizzati a:

- migliorare la sicurezza intervenendo sulle attività di protezione catodica delle reti di acciaio, di ispezione e sorveglianza delle reti, di gestione delle emergenze di servizio, di odorizzazione del gas, riconsegnato per usi domestici o usi similari, a clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto;
- migliorare, in materia di continuità, la tutela degli utenti del servizio attraverso il monitoraggio dei livelli di pressione ai punti di riconsegna, l’introduzione di standard specifici che tengano conto anche dei livelli effettivi rilevati nel corso degli ultimi anni, un’estensione del campo di

¹³⁸ Il “pig” è un dispositivo utilizzato per verificare l’integrità delle condotte mediante il suo passaggio al loro interno.

¹³⁹ Con la delibera 7 febbraio 2013, 45/2013/R/gas.

¹⁴⁰ Consultazione del 9 maggio 2013, 192/2013/R/gas.

applicazione dell'obbligo di servizio concernente il trasporto alternativo di gas naturale tramite carro bombolaio.

Al termine della consultazione, nel dicembre 2013, è stata quindi approvata¹⁴¹ la nuova *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2014-2017 (RQTG)*. Essa è volta a rafforzare la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale del servizio di trasporto del gas naturale, attraverso una più stringente regolamentazione di:

- odorizzazione del gas riconsegnato ai clienti finali allacciati direttamente alla rete di trasporto;
- protezione catodica delle reti di acciaio;
- ispezione e sorveglianza delle reti, con particolare riguardo a quelle non protette catodicamente in modo efficace;
- gestione delle emergenze di servizio per quanto riguarda l'organizzazione e l'attivazione del servizio di trasporto alternativo di gas naturale mediante carro bombolaio;
- monitoraggio della pressione minima garantita ai punti di riconsegna.

In materia di continuità del servizio, particolarmente innovativa è l'introduzione di due standard specifici, con relativi indennizzi automatici, sulla riduzione/interruzione della capacità nei punti di riconsegna, a seguito di interventi manutentivi, e sul numero massimo annuo di interruzioni della fornitura nei punti di riconsegna, per i quali è previsto il completamento della regolazione entro i primi mesi del 2015, tramite un provvedimento che dovrà determinare i soggetti destinatari degli indennizzi automatici, le condizioni che questi devono soddisfare per averne diritto, nonché i tempi e le modalità di corresponsione.

Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas

Nel 2013 è terminato anche il periodo di regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas stabilito nel 2008¹⁴².

La regolazione della qualità disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste vi sono il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito sia di ispezione, sia di segnalazione da parte di terzi, e l'odorizzazione del gas. La regolazione, introdotta già a partire dal 2000, ha un unico obiettivo: minimizzare il rischio di esplosioni, di scoppi e di incendi provocati dal gas distribuito e 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.

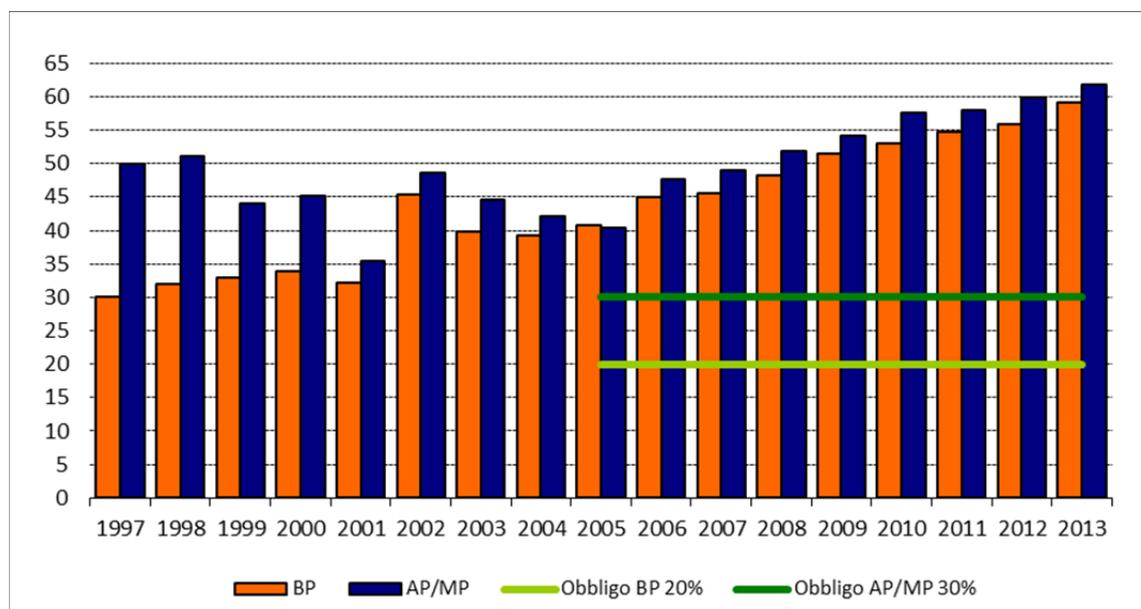
La figura 4.1 mostra l'ispezione della rete a partire dal 1997. Anche nel 2013 si registra il trend crescente delle quantità ispezionate. Infatti, tenendo conto dei livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (30% per la media e l'alta pressione e 20% per la bassa pressione), i valori dell'ispezione sia della rete in bassa pressione, sia della rete in alta e media pressione dell'intero

¹⁴¹ Delibera 19 dicembre 2013, 602/2013/R/gas.

¹⁴² Più precisamente, la delibera 25 ottobre 2012, 436/2012/R/gas ha prolungato sino al 31 dicembre 2013 la validità della regolazione in vigore per il periodo 2009-2012, introdotta dalla delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08.

settore del gas si attestano su valori maggiori del 59%. 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.

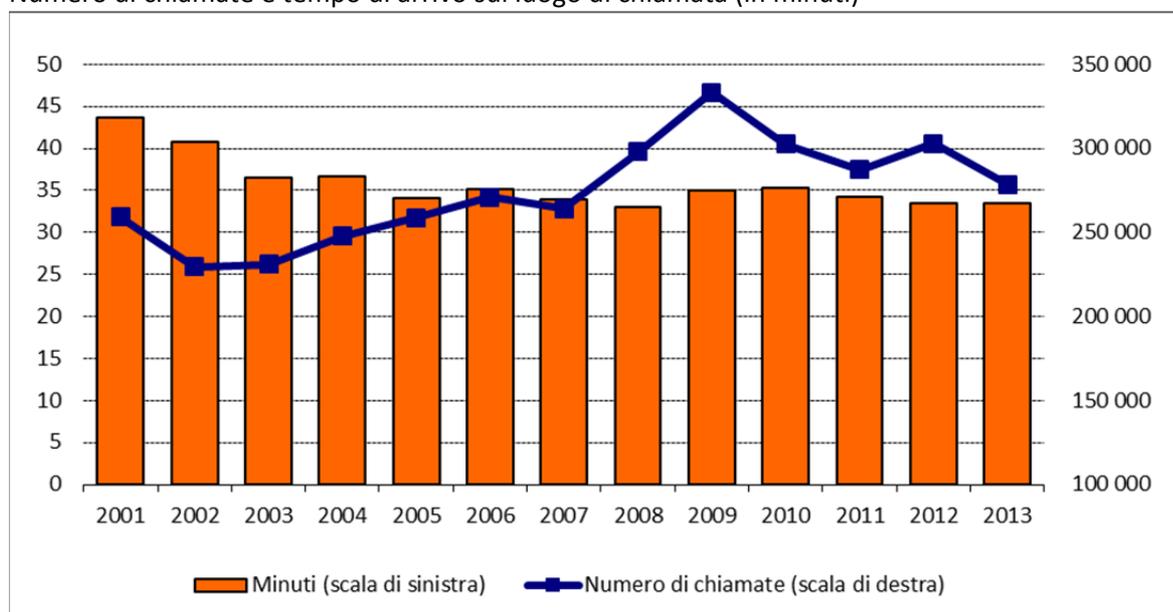
Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2013



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

Figura 4.2 Pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2013

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



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

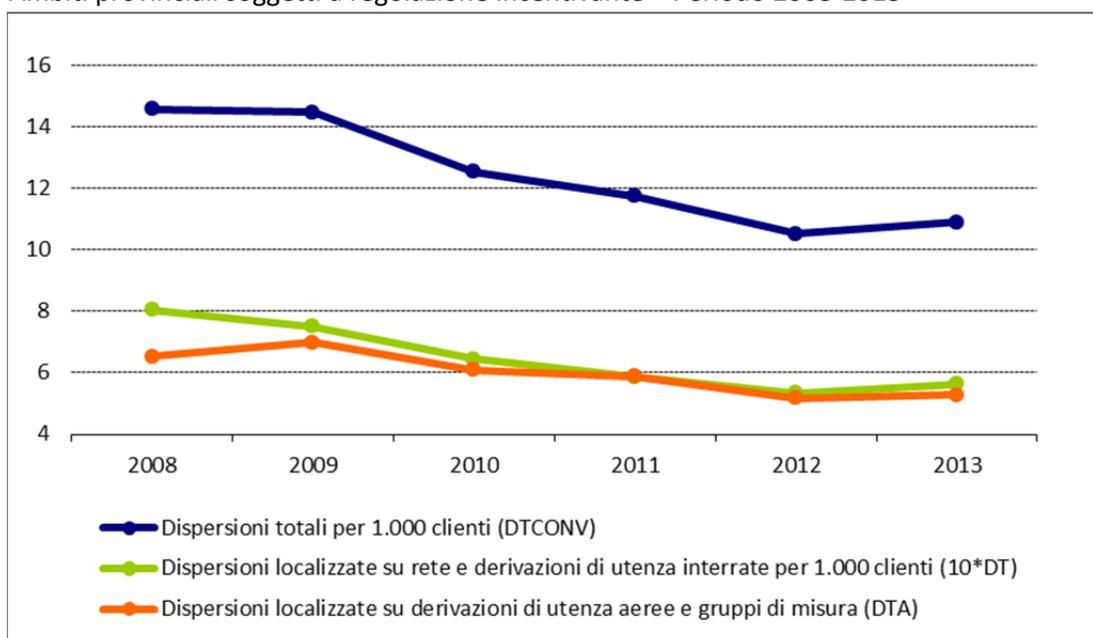
Per quanto riguarda l'attività di pronto intervento, la figura 4.2 mostra che nel 2013 si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari a un valore medio nazionale inferiore a 35 minuti, valore che è quasi la metà del tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti e che, rispetto agli anni precedenti, è in ulteriore flessione. In relazione alle chiamate di pronto intervento, rispetto all'anno 2012, si registra una 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 sempre più preciso. Inoltre, va aggiunto che la platea delle imprese obbligate a partecipare ai recuperi di sicurezza sta progressivamente aumentando e il rispetto della disciplina sul pronto intervento è un requisito indispensabile per il riconoscimento dei recuperi di sicurezza dell'intero ambito provinciale cui appartiene l'impianto di distribuzione. 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.

La figura 4.3 illustra il numero di dispersioni localizzate a seguito di segnalazioni di terzi per migliaio di clienti per gli ambiti provinciali soggetti alla regolazione incentivante: si evidenzia un significativo trend decrescente, pressoché costante per le dispersioni localizzate su rete interrata (10*DT), e per quelle su rete aerea (DTA); nel 2013 entrambi i parametri 10*DT e DTA si sono attestati a poco più di cinque dispersioni per migliaio di clienti finali.

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

Ambiti provinciali soggetti a regolazione incentivante – Periodo 2008-2013



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'AEEGSI.

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, nel maggio 2013¹⁴³, sono stati determinati, con riferimento all'anno 2011, i premi e le penalità per i recuperi di sicurezza relativi a 101 imprese di distribuzione, ed è stata rinviata a successivo provvedimento la determinazione dei premi e delle penalità per ulteriori 7 imprese di distribuzione che hanno chiesto di essere ascoltate in audizione finale avanti il collegio dell'Autorità. Per tali imprese, i premi e le penalità sono stati poi determinati all'inizio del 2014¹⁴⁴. Per l'anno 2011, complessivamente, sono stati erogati premi per 26,3 M€ e penalità per 2,3 M€.

In conseguenza della proroga sino al 31 dicembre 2013 del periodo di applicazione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas, sono stati determinati¹⁴⁵ per l'anno 2013 gli obiettivi di miglioramento per la componente dispersione per 177 imprese di distribuzione, di cui 162 già in regolazione e 15, di minori dimensioni, entrate per la prima volta in regolazione nel 2013. Con il medesimo provvedimento è stata accolta la richiesta di deroga alla partecipazione del sistema incentivante per l'anno 2013 per 44 imprese di distribuzione.

Revisione della 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. Il procedimento finalizzato alla regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2014-2019 è stato avviato fin dal maggio 2011¹⁴⁶, prevedendo anche lo sviluppo dell'Analisi d'impatto della regolazione (AIR) per gli aspetti di maggiore rilevanza.

In attuazione di tale procedimento, si sono svolte tre consultazioni: la prima nell'agosto 2012¹⁴⁷, contenente le linee generali di intervento per la nuova regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas; la seconda nel novembre 2012¹⁴⁸, contenente gli orientamenti iniziali in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale dei servizi di distribuzione del gas; e la terza nel luglio 2013¹⁴⁹ nella quale sono stati sviluppati gli orientamenti finali dell'Autorità.

Parallelamente, nell'ambito del procedimento avviato nel febbraio 2012¹⁵⁰ in materia di misura, è stato pubblicato un documento per la consultazione¹⁵¹, che ha affrontato tre temi:

- la valutazione della performance del servizio di misura nella distribuzione del gas naturale;
- la revisione e il completamento della disciplina riguardante la ricostruzione dei consumi di gas a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura;
- la revisione e la semplificazione della prestazione di qualità commerciale relativa alla verifica del gruppo di misura, riconducendola alle sole richieste dei clienti finali.

¹⁴³ Delibera 30 maggio 2013, 229/2013/R/gas.

¹⁴⁴ Delibera 30 gennaio 2014, 18/2014/R/gas.

¹⁴⁵ Delibera 18 luglio 2013, 315/2013/R/gas.

¹⁴⁶ Più precisamente, la delibera 19 maggio 2011, ARG/gas 64/11 prevedeva il periodo di regolazione 2013-2016. Tuttavia, in esito alla consultazione effettuata nell'agosto 2012, con la delibera 25 ottobre 2012, 436/2012/R/gas la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas in vigore è stata prorogata sino al 31 dicembre 2013.

¹⁴⁷ Consultazione del 2 agosto 2012, 341/2012/R/gas.

¹⁴⁸ Consultazione del 29 novembre 2012, 501/2012/R/gas.

¹⁴⁹ Consultazione del 11 luglio 2013, 303/2013/R/gas.

¹⁵⁰ Delibera 16 febbraio 2012, 44/2012/R/gas.

¹⁵¹ Consultazione 16 maggio 2013, 202/2013/R/gas.

Nel dicembre 2013, è stata quindi approvata¹⁵² la nuova Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG) .

I principali elementi di novità introdotti dalla nuova RQDG riguardano, con riferimento alla sicurezza del servizio di distribuzione:

- l'incentivazione degli investimenti sia nella sostituzione/risanamento delle reti in ghisa con giunti di canapa e piombo, sia nell'ammodernamento dei sistemi di odorizzazione installati nei city gate attraverso un meccanismo *output based* (e non più *input based* con maggiorazione del *Weighted Average Cost of Capital* - WACC, per un periodo predefinito), con effetto *ex post* sui premi e sulle penalità della regolazione incentivante (maggiorazione e decurtazione dei premi e delle penalità), sulla base della effettiva virtuosità delle imprese di distribuzione nel risanare le condotte in ghisa con giunti di canapa e piombo e nell'ammodernare i sistemi di odorizzazione;
- l'applicazione della regolazione premi-penalità a livello di impianto di distribuzione, anziché di ambito provinciale di impresa; tale aggiornamento della regolazione è stato considerato meritevole di applicazione dell'AIR, in considerazione dell'elevata dinamicità tecnica e amministrativa con la quale il settore della distribuzione gas è destinato a convivere negli anni a venire, per via delle gare di assegnazione delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas;
- la facoltà di partecipazione alla regolazione premi-penalità per gli impianti con meno di 1.000 clienti finali serviti al 31 dicembre 2013;
- la rimodulazione, nella regolazione premi-penalità, dei fattori incentivanti l'installazione di sistemi di telesorveglianza dello stato di protezione catodica delle reti di acciaio e di sistemi di telecontrollo dei gruppi di riduzione finale;
- le implicazioni, nella regolazione premi-penalità, degli incidenti da gas di responsabilità dell'impresa di distribuzione, nonché l'innalzamento del valore economico della soglia dei danni alle cose per l'identificazione degli incidenti da gas di responsabilità delle imprese di distribuzione;
- l'introduzione di una nuova formula incentivante per quanto riguarda la componente odorizzazione della regolazione premi-penalità;
- la periodicità di ispezione delle reti in alta, media e bassa pressione;
- la tempistica di messa in protezione catodica efficace delle reti di acciaio;
- la pubblicazione mensile a consuntivo, sul sito internet dell'impresa di distribuzione, del Piano di ispezione programmata degli impianti;
- il monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione, con l'avvio di un tavolo di lavoro, coordinato dal Comitato italiano gas (CIG), mirato alla definizione di norme ad hoc e di tempi e modalità di effettuazione di tale monitoraggio;
- un obbligo di comunicazione dei dati della qualità del servizio, per l'impresa di distribuzione uscente nei confronti di quella entrante, in caso di subentro.

¹⁵² Delibera 12 dicembre 2013, 574/2013/R/gas.

Inoltre, con riferimento alla continuità del servizio di distribuzione, gli elementi di novità della nuova RQDG sono:

- una consistente semplificazione della regolazione, anche in considerazione dell'elevata affidabilità delle reti di distribuzione del gas sotto questo profilo;
- l'innalzamento del tempo minimo di preavviso alla clientela nei casi di interruzione programmata da un giorno lavorativo a tre giorni lavorativi;
- l'applicazione degli indicatori internazionali SAIFI e SAIDI (*System Average Interruption Frequency Index* e *System Average Interruption Duration Index*) per le interruzioni con e senza preavviso.

Infine, in relazione alla *performance* del servizio di misura, un'importante novità introdotta dalla nuova RQDG riguarda la pubblicazione comparativa, da parte dell'Autorità, di dati e informazioni (soggetti già a obbligo di registrazione) riguardanti la performance del servizio di misura del periodo 2012-2015.

Nel febbraio 2014, sono state apportate¹⁵³ alcune modifiche alla RQDG e, in particolare, alla differenziazione della soglia dei danni alle cose ai fini dell'individuazione di un incidente da gas, confermando sia il previgente valore di 1.000 € per i soli incidenti che si verificano negli impianti dei clienti finali, sia il nuovo valore di 5.000 € (aggiornato con la RQDG stessa) per gli incidenti che si verificano nella rete di distribuzione.

Alla fine del 2013, sono state approvate¹⁵⁴ anche le nuove disposizioni in materia di ricostruzione dei consumi di gas naturale a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura, che decorrono dall'1 luglio 2014, ed è stata disposta, con medesima decorrenza, l'abrogazione della previgente regolazione¹⁵⁵, superando così le criticità riscontrate. Con la nuova disciplina, la ricostruzione dei consumi di gas naturale si applica a seguito di:

- verifiche del gruppo di misura che conducano all'accertamento di errori nella misura superiori ai valori ammissibili fissati dalla normativa metrologica vigente;
- verifiche del gruppo di misura nell'ambito delle quali si individuano guasti del gruppo di misura che non consentono l'individuazione dell'errore di misura;
- guasti del gruppo di misura, individuati dall'impresa distributrice nello svolgimento delle proprie attività, che non consentono l'individuazione dell'errore di misura.

Per la stima del volume di ricalcolo, il provvedimento individua due metodologie da applicare rispettivamente nei casi in cui, in sede di verifica del gruppo di misura, sia individuabile l'errore di misura e in quelli per i quali il tipo di guasto o rottura del gruppo di misura non consenta di determinare l'errore di misura.

¹⁵³ Con la delibera 20 febbraio 2014, 64/2014/R/gas

¹⁵⁴ Delibera 12 dicembre 2013, 572/2013/R/gas.

¹⁵⁵ Delibera 27 gennaio 2010, ARG/gas 7/10.

Regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione

La regolazione della qualità commerciale prevede, fra l'altro, dei tempi massimi entro cui erogare alcune tipologie di prestazioni e l'eventuale 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. Generalmente i livelli specifici di qualità commerciale fanno riferimento alla tipologia di utenza, attraverso il calibro del gruppo di misura, così come gli indennizzi automatici da corrispondere in caso di mancato rispetto. La disciplina 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 indicata alcuna *escalation*.

Rispetto al 2012, nel 2013 si registra un aumento dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso (+5%) e una diminuzione nel numero di rimborsi pagati (-3%). A fronte di 19.745 casi di mancato rispetto di standard specifici, sono stati corrisposti ai clienti finali 18.821 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a circa un milione di euro.

Tra le varie prestazioni soggette a indennizzo automatico, si osserva che la percentuale di mancato rispetto è diminuita nella maggior parte dei casi. In dettaglio, la prestazione di invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura presenta un mancato rispetto dell'1,30%. La prestazione relativa alla fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (la più numerosa) registra un mancato rispetto pari allo 0,36%. La prestazione meno numerosa, vale a dire la verifica di pressione di fornitura, registra un mancato rispetto pari al 2,99%.

Con riferimento alla tipologia di clienti finali più diffusa, ossia quelli alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato nel 2013 è nettamente inferiore allo standard fissato dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico. A eccezione delle prestazioni di disattivazione della fornitura e di riattivazione in caso di distacco per morosità, riguardo alle rimanenti prestazioni può essere osservato che i tempi medi si attestano su valori inferiori alla metà dello standard fissato. La preventivazione di lavori complessi viene erogata in meno di un quarto del tempo fissato (8,5 giorni lavorativi contro i 40 previsti), mentre la prestazione di preventivazione per lavori semplici viene effettuata in un terzo del tempo previsto dalla RQDG (5 giorni rispetto ai 15 fissati). Passando alla riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità, essa viene erogata in meno di un giorno feriale in luogo dei due giorni previsti dalla regolazione.

Con riferimento all'insieme delle prestazioni soggette a indennizzo automatico, si rileva che il loro numero è in crescita rispetto al 2012 (è salito di circa 26.000 unità). Le prestazioni che aumentano in termini di numero di richieste del cliente sono: la disattivazione della fornitura, la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati, l'attivazione della fornitura. Anche nel 2013 la prestazione più numerosa è quella relativa agli appuntamenti posticipati (1.589.398): da sola rappresenta il 46% del totale delle prestazioni erogate. Segue l'attivazione della fornitura, che registra il 20%.

Mettendo a confronto i due anni, 2012 e 2013, può essere osservata una diminuzione generalizzata dei tempi medi di esecuzione delle prestazioni. Il dato è coerente con la diminuzione nella maggior parte dei casi della percentuale di mancato rispetto.

Il numero di indennizzi automatici corrisposti nel 2013 è in lieve aumento rispetto al 2012. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è la fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (4.838 indennizzi). Seguono gli indennizzi automatici erogati per il

mancato rispetto dello standard (cinque giorni lavorativi) per la disattivazione della fornitura (4.752 casi).

La nuova RQDG per il periodo di regolazione 2014-2019, ha introdotto elementi di novità anche in materia di qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura, in particolare:

- l'applicazione, con decorrenza 1 gennaio 2015, del preventivo rapido, già in vigore dal 2013 per il settore elettrico; tale preventivo si basa su corrispettivi uniformi a livello nazionale e può essere notificato ai clienti finali che si rivolgono ai call center delle società di vendita, già in sede di prima chiamata; al momento, il preventivo rapido è previsto per le attivazioni e disattivazioni della fornitura per le quali sono stati definiti¹⁵⁶ corrispettivi uniformi su scala nazionale;
- l'eliminazione di ogni diversificazione degli standard in funzione della classe del gruppo di misura;
- l'abbassamento del tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori complessi;
- alcuni aspetti procedurali correlati alla prestazione di verifica del gruppo di misura, prestazione ricondotta alle sole richieste dei clienti finali, con trasformazione del relativo standard generale a specifico;
- la trasformazione da generale a specifico dello standard concernente il tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto;
- l'introduzione di un nuovo standard specifico sul tempo massimo di ripristino del valore conforme della pressione di fornitura, per i soli interventi riconducibili agli stabilizzatori e ai riduttori di pressione;
- l'innalzamento della percentuale minima di rispetto dello standard generale relativo al tempo di risposta motivata a reclami scritti o a richieste scritte di informazioni;
- l'aggiornamento degli importi relativi agli indennizzi automatici;
- la comunicazione annuale dei dati e delle informazioni, oltre che a livello di impresa, a livello regionale invece che provinciale.

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. Come è possibile osservare dalla tavola 4.1 nel 2013 vi sono state 71 connessioni con la rete di trasporto nazionale, di cui 54 risultano in alta pressione e 17 in media pressione¹⁵⁷. Il tempo medio della realizzazione è di 50,4 giorni lavorativi; ovviamente il valore è maggiore per i metanodotti in alta pressione, per i quali l'attesa media è di circa 69 giorni, mentre per le condotte in media pressione il tempo medio si riduce a 38 giorni.

¹⁵⁶ Con la delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas.

¹⁵⁷ Tipicamente le condotte realizzate per il trasporto sono di 1^a, 2^a o 3^a specie con una pressione massima di esercizio superiore a 5 bar.

Decisamente maggiore è il numero di connessioni con la rete di distribuzione (Tavola 4.2) che nel 2012 sono state pari a 175.944.

La quasi totalità (circa il 98%) è in bassa pressione e i tempi di attesa sono ovviamente ridotti rispetto alle condotte connesse con la rete di trasporto, rispettivamente 7,4 giorni lavorativi per le condotte in bassa pressione, 15,7 giorni per quelle in media pressione e 8,5 giorni per i metanodotti in alta pressione.

Tavola 4.1 Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2013

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	54	69,0
Media pressione	17	38,0
TOTALE	71	50,4

(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 nel 2013

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	4	8,5
Media pressione	3.852	15,7
Bassa pressione	172.088	7,4
TOTALE	175.944	10,5

(B) 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.

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 2013 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 servizio¹⁵⁸.

¹⁵⁸ Cfr. le delibere: 28 marzo 2013, 137/2013/R/gas; 5 aprile 2013, 143/2013/R/gas; 25 luglio 2013, 335/2013/R/gas; 1 agosto 2013, 353/2013/R/gas; 14 novembre 2013, 520/2013/R/gas; dicembre 2013, 556/2013/R/gas.

Accesso al servizio di trasporto

Nell'ambito di un procedimento che ha previsto anche una fase di consultazione pubblica, all'inizio del 2013 l'Autorità ha approvato¹⁵⁹ specifiche *Linee guida*, predisposte in coordinamento con il regolatore austriaco E-Control, che definiscono i criteri e le modalità per l'effettuazione delle procedure di allocazione della capacità giornaliera di trasporto tra i sistemi gas austriaco e italiano. In precedenza, erano state definite¹⁶⁰ misure per rendere disponibile, a partire dall'1 aprile 2013, un servizio di allocazione della capacità giornaliera di trasporto tra i sistemi gas austriaco e italiano, via Tarvisio, da attuarsi mediante l'utilizzo della piattaforma comune europea di allocazione transfrontaliera, denominata "Prisma", istituita dalle principali imprese di trasporto europee. L'obiettivo perseguito con questi provvedimenti è quello di promuovere il conferimento congiunto delle capacità transfrontaliere per favorire sempre maggiori liquidità e flessibilità dei mercati, nonché di arrivare a una convergenza dei prezzi del gas a livello europeo.

Nel giugno 2013, l'Autorità ha poi posto in consultazione¹⁶¹ i propri orientamenti in merito alle modifiche da apportare alla regolazione in materia di requisiti per l'accesso al servizio di trasporto e di criteri di conferimento della capacità di trasporto presso i punti della Rete nazionale interconnessi con l'estero, al fine di dare attuazione al mutato quadro normativo europeo, con particolare riferimento alle disposizioni sia del *Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems*, di cui al regolamento (UE) 984/2013 (regolamento CAM), sia dell'Allegato I del regolamento (CE) 715/2009 in materia di gestione della congestione contrattuale (*Congestion Management Procedures*, regolamento CMP).

L'obiettivo ultimo dei regolamenti CAM e CMP è creare mercati più liquidi e concorrenziali. Il regolamento CAM interviene definendo norme trasparenti e non discriminatorie per il conferimento della capacità che tutti i Paesi membri dell'Unione europea sono tenuti a rispettare. In particolare, si dispongono norme per armonizzare le procedure di conferimento tra sistemi interconnessi, prevedendo l'obbligo di effettuare aste di prodotti che permettano di ottenere la capacità per transitare direttamente da un sistema a un altro senza dover acquisire la capacità in uscita da un sistema e quella di ingresso nel sistema confinante (c.d. *bundled*).

La nuova disciplina sarà direttamente applicabile, a partire dall'1 novembre 2015, a tutti i punti di interconnessione tra sistemi *entry-exit* degli Stati membri dell'Unione europea (per l'Italia: Gorizia-Sempeter e Tarvisio-Arnoldstein), nonché alle interconnessioni con Paesi non-UE, se così deciso dalle Autorità di regolazione interessate.

Alcune delle disposizioni del regolamento CAM assumono carattere di auto-esecutività, in quanto oggetto del regolamento (UE) 984/2013, e sono caratterizzate da un grado di dettaglio tale da richiedere soltanto una mera trasposizione, nell'ambito della regolazione nazionale, di quanto in esse previsto (per esempio, le disposizioni riguardanti le tempistiche di conferimento e i meccanismi di conferimento della capacità), mentre altre richiedono, per la loro attuazione, una valutazione da parte dell'Autorità relativamente alle loro più adeguate modalità applicative e al relativo ambito. Nella consultazione del giugno 2013, l'Autorità ha anche illustrato i propri orientamenti in merito agli aspetti del regolamento CAM per la cui attuazione è necessaria la definizione di criteri da parte del regolatore o per i quali tale definizione si presenta opportuna in

¹⁵⁹ Delibera del 28 febbraio 2013, 83/2013/R/gas.

¹⁶⁰ Con la delibera 13 dicembre 2012, 536/2012/R/gas e in linea con gli orientamenti espressi nel documento per la consultazione 8 marzo 2012, 82/2012/R/gas.

¹⁶¹ Consultazione del 20 giugno 2013, 270/2013/R/gas.

ragione del carattere generale della norma (per esempio, la possibile estensione delle norme del regolamento CAM ai punti di interconnessione verso sistemi di trasporto extra Unione europea o il mantenimento degli attuali obblighi di servizio pubblico in capo all'impresa di trasporto, che subordinano la possibilità di dare accesso al servizio di trasporto alla sussistenza di precisi requisiti relativi all'autorizzazione all'importazione e alla disponibilità di un contratto di importazione).

Il regolamento CAM prevede, inoltre, che una quota pari almeno al 20% della capacità esistente sia resa disponibile per il conferimento di prodotti di capacità di breve durata e medio termine (in particolare il 10% per prodotti trimestrali e il 10% per prodotti fino a cinque anni termici). L'Autorità ha quindi disposto¹⁶² che nei conferimenti di capacità per i punti di entrata della Rete di trasporto nazionale, interconnessi con l'estero, di Passo Gries, Tarvisio e Gorizia effettuati nell'estate del 2013, si tenesse già conto della quota di capacità che deve essere riservata ai prodotti di breve termine, ai sensi del futuro regolamento CAM.

Il regolamento CMP definisce invece le regole europee per la gestione delle c.d. "congestioni contrattuali", cioè delle situazioni in cui la capacità di trasporto risulta scarsa perché interamente conferita – spesso su base pluriennale - anche a fronte di capacità fisica (tecnica) ancora disponibile. Le congestioni contrattuali sono considerate uno dei principali ostacoli all'integrazione del mercato europeo. 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.

In esito alla consultazione di cui sopra, nel luglio 2013 l'Autorità ha quindi definito¹⁶³ le disposizioni funzionali al recepimento nella regolazione nazionale delle procedure di gestione delle congestioni del regolamento CMP.

Sempre in materia di accesso alla rete di trasporto, nel mese di settembre, l'Autorità ha espresso¹⁶⁴ i propri orientamenti in ordine alla regolazione delle condizioni di allacciamento e di accesso alla Rete nazionale gasdotti nei casi di rinuncia all'esenzione per terminali di GNL. L'intervento si colloca nell'ambito di una più ampia riforma avviata dall'Autorità al fine di chiarire¹⁶⁵ quale sia la disciplina applicabile nei casi in cui una nuova infrastruttura (terminali di GNL, *interconnectors* o nuovi stoccaggi sotterranei) che benefici di un'esenzione venga a perdere tale titolo, cosa che si potrebbe verificare nei casi in cui il Ministero dello sviluppo economico accetti (secondo condizioni dal medesimo stabilite con un apposito decreto) la rinuncia ovvero la revochi. In questo ambito è stata posta in consultazione anche la definizione degli strumenti più idonei a garantire che, alla scadenza del contratto di trasporto, il terminale continui a restare in esercizio e a offrire i servizi di rigassificazione, e non cessi quindi la propria attività in modo inefficiente e/o con oneri per il sistema.

Il processo di consultazione si è concluso all'inizio del 2014, quando si è stabilito¹⁶⁶ che solo i terminali di rigassificazione individuati come strategici hanno diritto a modificare le condizioni del contratto di trasporto da sottoscrivere o sottoscritto¹⁶⁷, riducendone la durata a cinque anni, decorrenti dall'entrata in servizio dei medesimi terminali o, se già in servizio, dalla rinuncia all'esenzione, ferma restando la necessità di impegnare la capacità pari al 100% del *send out*

¹⁶² Delibera 25 luglio 2013, 332/2013/R/gas.

¹⁶³ Delibera 26 settembre 2013, 411/2013/R/gas.

¹⁶⁴ Consultazione del 5 settembre 2013, 374/2013/R/gas.

¹⁶⁵ Come previsto dalla delibera 25 giugno 2013, 272/2013/R/gas.

¹⁶⁶ Delibera del 30 gennaio 2014, 19/2014/R/gas.

¹⁶⁷ Ai sensi delle delibere 31 luglio 2006, 168/2006 e 27 gennaio 2010, ARG/gas 2/10.

massimo del terminale. Inoltre, qualora l'impresa di rigassificazione eserciti tale diritto, nel caso in cui la rinuncia all'esenzione sia stata accettata successivamente all'inizio dei lavori di realizzazione delle infrastrutture di trasporto dedicate, con oneri a carico del sistema, essa sia tenuta ad assicurare, almeno su base annuale, la disponibilità di capacità di trasporto funzionale all'erogazione dei propri servizi per una quota di capacità corrispondente alla quota dei ricavi coperta dal fattore di garanzia.

Accesso al servizio di stoccaggio

Nel marzo 2013, sono state definite¹⁶⁸ le quote percentuali di gas applicate agli utenti per la copertura dei consumi tecnici di stoccaggio per il periodo 1 aprile 2013 - 31 dicembre 2013. Le modalità di attribuzione dei consumi tecnici¹⁶⁹ 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).

Nel mese di agosto l'Autorità ha introdotto¹⁷⁰ disposizioni alle imprese di stoccaggio per l'aggiornamento dei volumi giornalieri effettivi massimi erogabili durante la fase di erogazione, sulla base dell'effettivo andamento dell'utilizzo degli stoccaggi. Tale intervento è volto a rendere disponibile agli utenti la massima flessibilità consentita nell'utilizzo del servizio di stoccaggio, nel rispetto sia dei vincoli di utilizzo posti dal Ministero dello sviluppo economico¹⁷¹, sia del mantenimento delle prestazioni, individuate dal medesimo decreto, sino al termine della fase di erogazione. In tema di aggiornamento dei volumi giornalieri effettivi massimi erogabili, l'Autorità è successivamente intervenuta con un proprio provvedimento¹⁷², dando indirizzi alla società Stogit ai fini della rimozione di alcuni vincoli, posti dalla medesima società, nella determinazione delle prestazioni di erogazione rese disponibili¹⁷³; tali vincoli, infatti, non consentivano di rendere disponibile la massima prestazione aggiuntiva, così da massimizzare la flessibilità di utilizzo degli stoccaggi compatibile con l'esercizio in sicurezza del sistema.

In materia di accesso al servizio di stoccaggio, si segnala anche il parere¹⁷⁴, reso dall'Autorità al Ministero dello sviluppo economico relativamente all'aggiornamento del Piano di realizzazione di nuova capacità di stoccaggio presentato da Eni, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130.

Nel febbraio del 2014 l'Autorità ha definito¹⁷⁵ i criteri di conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno termico 2014-2015. Con il precedente documento per la consultazione¹⁷⁶, in anticipo rispetto alle disposizioni successivamente definite dal Ministro dello sviluppo economico con il decreto 19 febbraio 2014, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti per il conferimento della capacità di stoccaggio mediante procedure di mercato, confermando l'impianto generale dei

¹⁶⁸ Delibera del 28 marzo 2013, 128/2013/R/gas.

¹⁶⁹ Introdotta con la delibera 19 aprile 2012, 152/2012/R/gas.

¹⁷⁰ Delibera 1 agosto 2013, 353/2013/R/gas.

¹⁷¹ Con il decreto 15 febbraio 2013.

¹⁷² Delibera 19 dicembre 2013, 625/2013/R/gas.

¹⁷³ Ai sensi della citata delibera 353/2013/R/gas.

¹⁷⁴ Parere del 28 marzo 2013, 136/2013/I/gas.

¹⁷⁵ Delibera del 27 febbraio 2014, 85/2014/R/gas.

¹⁷⁶ Consultazione del 6 febbraio 2014, 44/2014/R/gas.

servizi di stoccaggio definiti l'anno prima¹⁷⁷, articolati nel servizio di punta e nel servizio uniforme. Anche per l'anno termico 2014-2015, l'intervento si inserisce in un contesto di mercato che presenta differenziali stagionali di prezzo del gas tra estate e inverno, i quali si pongono a livelli inferiori ai costi connessi all'acquisto di 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 questo quadro, e con l'obiettivo di valorizzare la "risorsa stoccaggio" nel suo complesso sulla base dell'evoluzione del mercato, la definizione delle procedure di asta è stata articolata, sin da subito, in una serie di aste consecutive per l'allocatione dei servizi di punta e uniforme mediante differenti procedure, da svolgersi su base mensile, ma da marzo a settembre 2014.

In particolare, in ciascuna procedura di allocatione, 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:

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

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 si segnalano i seguenti provvedimenti specifici:

- il parere¹⁷⁸ espresso al Ministro dello sviluppo economico in relazione alle unità termoelettriche alimentate da combustibili diversi dal gas naturale, da mantenere disponibili per essere attivate in caso di emergenze che si possano verificare nel sistema del gas naturale nell'anno termico 2013-2014;
- l'attuazione¹⁷⁹, per quanto di competenza dell'Autorità, alle disposizioni del decreto del Ministro dello sviluppo economico, relative alla gestione e all'approvvigionamento, da parte dei terminali di rigassificazione, di quantitativi di GNL da mantenere stoccati e da rendere disponibili, nell'ambito del c.d. "servizio di *peak shaving*", per fronteggiare eventuali situazioni di emergenza del sistema del gas;

¹⁷⁷ Delibera 21 febbraio 2013, 75/2013/R/gas.

¹⁷⁸ Delibera 8 ottobre 2013, 439/2013/I/gas.

¹⁷⁹ Delibera 24 ottobre 2013, 471/2013/R/gas.

- la definizione¹⁸⁰ delle modalità per la raccolta degli importi necessari al riconoscimento dei costi sostenuti, per l'anno termico 2012-2013, per gli impianti termoelettrici essenziali per la sicurezza del sistema del gas.

Disciplina delle offerte e determinazione dei maggiori oneri per gli impianti di produzione elettrica essenziali in caso di emergenza gas

Il decreto legge n. 83/12, convertito con modificazioni dalla legge n. 134/12, al fine di ridurre il consumo di gas naturale nel settore termoelettrico in situazioni di emergenza gas senza porre a rischio la sicurezza delle forniture di energia elettrica a famiglie e imprese, prevede che il Ministro dello sviluppo economico, sulla base degli elementi evidenziati dal Comitato per l'emergenza gas e da Terna, entro il 31 luglio di ogni anno individui con proprio decreto:

- le esigenze di potenza produttiva, alimentabile con olio combustibile e con altri combustibili diversi dal gas naturale, di cui garantire la disponibilità;
- le procedure atte a identificare gli specifici impianti di produzione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW, destinati a far fronte a emergenze gas nel successivo anno termico.

Lo stesso decreto legge prevede altresì che i gestori dei suddetti impianti ne garantiscano la disponibilità per il periodo intercorrente tra l'1 gennaio e il 31 marzo di ciascun anno termico, e che tali impianti possano essere chiamati in esercizio in via di urgenza, nell'arco del predetto periodo, solo per il tempo necessario al superamento della situazione di emergenza gas.

Il decreto legge n. 83/12 stabilisce, infine, che l'Autorità definisca le modalità per il dispacciamento dei suddetti impianti, nonché le modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti per i medesimi in ciascun anno termico, quali oneri generali per la sicurezza del sistema del gas naturale, in analogia con quanto previsto per la reintegrazione dei costi degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 13 settembre 2013 ha disciplinato le procedure atte a identificare gli impianti di produzione di energia elettrica con potenza termica nominale superiore a 300 MW, destinati a far fronte alle eventuali emergenze gas nell'anno termico 2013-2014. Sulla base delle predette procedure, Terna ha definito la lista delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas da sottoporre all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico, sentita l'Autorità. Il decreto del Ministero dello sviluppo economico 13 settembre 2013, sebbene sia per molti aspetti del tutto analogo al decreto del Ministero dello sviluppo economico 23 novembre 2012, diversamente da questo:

- non fissa il contributo di contenimento dei consumi di gas naturale da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, bensì istituisce una valutazione costi/benefici circa l'attivazione del servizio di contenimento dei consumi di gas; solo ove detta valutazione dia esito positivo, il Ministero dello sviluppo economico approva la lista definitiva delle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas e attiva il servizio di contenimento dei consumi di gas;

¹⁸⁰ Delibera 19 dicembre 2013, 620/2013/R/gas.

- prevede che l’Autorità proceda alla copertura degli oneri derivanti dal servizio di contenimento dei consumi di gas anche tramite le entrate provenienti dal servizio di bilanciamento effettuato da Snam Rete Gas e dai proventi relativi al gas risparmiato valorizzato al costo opportunità.

In esito alla valutazione costi/benefici, con lettera indirizzata all’Autorità, il Ministero dello sviluppo economico ha fissato pari a 13 milioni di m³/giorno il contributo di contenimento dei consumi di gas naturale da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza gas, con riferimento all’anno termico 2013-2014 (il contributo per l’anno termico 2012-2013 era stato invece fissato pari a 18 milioni di m³/giorno). Nell’ottobre 2013, l’Autorità ha espresso¹⁸¹ al Ministro dello sviluppo economico parere positivo sulla lista di unità essenziali per la sicurezza del sistema gas trasmessa dallo stesso ministero.

La lista è composta esclusivamente da unità di produzione nella titolarità della società Enel Produzione, che possono essere esercite con deroghe ai limiti stabiliti in sede di Autorizzazione integrata ambientale (AIA) e che garantiscono, nell’insieme, la disponibilità di una potenza elettrica netta di 3.150 MW. Nel successivo mese di dicembre, l’Autorità ha quindi approvato¹⁸² la disciplina di regime sia delle modalità per il dispacciamento dell’energia elettrica prodotta dalle unità essenziali per la sicurezza del sistema gas, sia delle modalità per il riconoscimento dei costi sostenuti in ciascun anno termico per assicurare la disponibilità delle medesime unità durante il periodo di criticità (1 gennaio – 31 marzo).

La disciplina approvata dall’Autorità prevede che, qualora il Ministero dello sviluppo economico dichiari l’emergenza gas, le unità essenziali per la sicurezza del sistema gas siano offerte dai rispettivi utenti del dispacciamento:

- in vendita sul mercato del giorno prima a un prezzo pari al corrispettivo variabile;
- in vendita sul mercato infragiornaliero a un prezzo pari al corrispettivo variabile;
- in vendita e in acquisto sul mercato dei servizi di dispacciamento a un prezzo pari al corrispettivo variabile.

Il costo variabile riconosciuto a ciascuna unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è determinato in misura pari al minor valore fra il corrispettivo variabile offerto nelle procedure di selezione e il costo variabile accertato dall’Autorità, secondo i medesimi criteri di cui all’art. 65 della delibera n. 111/06.

Il costo fisso riconosciuto a ciascuna unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è determinato in misura pari al minor valore fra il corrispettivo fisso offerto nelle procedure di selezione e il costo fisso accertato dall’Autorità, secondo i medesimi criteri di cui all’art. 65 della delibera n. 111/06.

Fatta salva la vigente disciplina in materia di corrispettivi di sbilanciamento effettivo nel mercato elettrico, in ogni periodo rilevante del mercato elettrico incluso nel periodo di emergenza gas, l’utente del dispacciamento di un’unità essenziale per la sicurezza del sistema gas è tenuto a versare a Terna una penale pari al prodotto fra:

- il costo variabile virtuale¹⁸³;

¹⁸¹ Delibera 8 ottobre 2013, 439/2013/I/gas.

¹⁸² Delibera 19 dicembre 2013, 615/2013/R/eel.

¹⁸³ Calcolato ai sensi dell’art. 4 dell’Allegato A alla delibera 615/2013/R/eel.

- la potenza indisponibile, misurata come l'eventuale differenza positiva fra la potenza contrattualizzata e la potenza massima erogabile risultante dal Registro delle unità di produzione dinamico.

L'ammontare delle penali liquidate e fatturate da Terna in ordine cronologico non può superare il costo fisso riconosciuto.

Si rileva infine che l'Autorità fa parte del Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema del gas, istituito dal Ministro delle attività produttive, ora Ministero dello sviluppo economico, con decreto 26 settembre 2001. Il Comitato svolge una funzione consultiva per il ministero in merito alle gestioni delle emergenze e al funzionamento del sistema del gas naturale. È composto, oltre che da rappresentanti del ministero e dell'Autorità, anche da rappresentanti degli operatori delle infrastrutture di trasporto di interesse nazionale, di stoccaggio e di rigassificazione del gas naturale e da rappresentanti dell'operatore della rete elettrica nazionale.

4.1.3 Tariffe per la connessione e per l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione

Trasporto

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 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.

All'inizio del 2013 l'Autorità ha avviato un procedimento¹⁸⁴ per la regolazione in materia di tariffe e qualità del servizio di trasporto di gas naturale per il periodo 2014- 2017. In aprile l'Autorità ha poi presentato¹⁸⁵ i propri orientamenti sugli aspetti inerenti alla determinazione del ricavo

¹⁸⁴ Con la delibera 7 febbraio 2013, 45/2013/R/gas.

¹⁸⁵ Consultazione del 18 aprile 2013, 164/2013/R/gas.

riconosciuto, mentre con una successiva consultazione¹⁸⁶ sono stati esposti gli orientamenti sugli aspetti inerenti alla struttura e all'articolazione tariffaria.

Al termine della fase di consultazione, nel novembre 2013, sono quindi stati definiti¹⁸⁷ i criteri di determinazione delle tariffe di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2014-2017. L'Autorità ha ritenuto opportuno:

- definire un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 6,3% reale pre-tasse, soggetto a revisione biennale con riferimento alla componente *risk-free*;
- introdurre una maggiorazione del costo riconosciuto del capitale investito pari all'1%, al fine di compensare il *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti;
- prevedere l'introduzione di incentivi *output based*, secondo modalità da definire in dettaglio nel corso del periodo di regolazione, al fine di assicurare una maggiore selettività nell'incentivazione degli investimenti;
- prevedere che la quota di ricavi relativa agli ammortamenti sia calcolata sottraendo dall'attivo immobilizzato lordo eventuali contributi in conto capitale, riconosciuti da soggetti pubblici o privati;
- applicare, per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, il criterio di ripartizione simmetrica, a fine periodo, dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel corso del terzo periodo di regolazione, riconoscendo alle imprese il 50% di tali maggiori recuperi nel primo anno del nuovo periodo regolatorio;
- nel caso in cui le imprese non abbiano raggiunto gli obiettivi di efficientamento fissati dall'Autorità per il terzo periodo di regolazione, determinare il costo operativo riconosciuto sulla base di una media tra il costo operativo effettivo e il costo operativo riconosciuto nell'anno di riferimento;
- definire il livello ammesso delle perdite di rete sulla base di specifici fattori di emissione per ciascun componente rilevante della rete di trasporto, al fine di fornire incentivi al contenimento delle perdite medesime;
- introdurre un sistema di monitoraggio della spesa sostenuta per gli investimenti di trasporto al fine di disporre di informazioni necessarie all'avvio, a partire dal prossimo periodo di regolazione, di un meccanismo di riconoscimento dei nuovi investimenti basato su costi standard;
- introdurre un meccanismo di perequazione dei ricavi derivanti dall'applicazione del corrispettivo unitario variabile;
- eliminare le riduzioni del corrispettivo regionale nel caso di prelievi fuori punta e di avvio di nuovi punti di riconsegna;
- prevedere una graduale eliminazione degli sconti applicati sul corrispettivo di trasporto regionale per i punti di riconsegna localizzati entro 15 km dalla Rete nazionale; in particolare prevedere, a decorrere dall'anno 2014, l'applicazione di un corrispettivo minimo a prescindere dalla distanza del punto di riconsegna.

¹⁸⁶ Consultazione del 25 luglio 2013, 330/2013/R/gas.

¹⁸⁷ Delibera 14 novembre 2013, 514/2013/R/gas.

Contemporaneamente, l'Autorità ha inoltre avviato due procedimenti per la definizione di provvedimenti in materia di:

- incentivazione dei nuovi investimenti, al fine di applicare una maggiore selettività nella remunerazione degli investimenti in nuove infrastrutture;
- contenimento delle perdite fisiche e contabili nei punti di riconsegna della rete di trasporto, al fine di assicurare una corretta manutenzione e gestione degli impianti nella titolarità delle imprese di distribuzione e dei clienti finali allacciati alla rete di trasporto.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di trasporto ai sensi della nuova regolazione, nel dicembre 2013, l'Autorità ha approvato¹⁸⁸ le proposte tariffarie e i corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, nonché del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2014.

Sempre in tema di trasporto, infine, nel luglio 2013, l'Autorità ha accertato¹⁸⁹ lo stato di raggiungimento delle *milestone* degli interventi di sviluppo della Rete nazionale gasdotti relativi all'anno 2012, disponendo il riconoscimento dell'incentivazione all'accelerazione degli investimenti, con riferimento alle immobilizzazioni in corso al 31 dicembre 2012, alle società Snam Rete Gas e S.G.I., a valere sulle tariffe di trasporto per l'anno 2014. Tali interventi fanno riferimento a un provvedimento del 2012¹⁹⁰, con il quale l'Autorità aveva approvato le proposte di sviluppo della Rete nazionale gasdotti, formulate dalle società Snam Rete Gas e S.G.I., da sottoporre al meccanismo di incentivazione dell'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto¹⁹¹.

Rigassificazione

Nel 2012 si è concluso il terzo periodo di regolazione tariffaria per il servizio di rigassificazione (1 ottobre 2008 – 30 settembre 2012)¹⁹². Al fine di gestire il processo di transizione dall'anno termico all'anno solare e di assicurare la coerenza delle scelte regolatorie per il servizio di rigassificazione con l'evoluzione del regime regolatorio di riferimento per il sistema nazionale del gas, l'Autorità ha prorogato¹⁹³ per il periodo 1 ottobre 2012 - 31 dicembre 2013 la validità dei criteri tariffari vigenti, avviando¹⁹⁴ comunque il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione.

Nell'aprile 2012, infatti, l'Autorità ha posto in consultazione¹⁹⁵ i primi orientamenti in materia, sottoponendo il procedimento all'applicazione della metodologia di AIR. Inoltre, ha avviato un procedimento¹⁹⁶ per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e di accesso al servizio di

¹⁸⁸ Delibera del 19 dicembre 2013, 603/2013/R/gas.

¹⁸⁹ Delibera del 4 luglio 2013, 291/2013/R/gas.

¹⁹⁰ Delibera del 5 luglio 2012, 279/2012/R/gas.

¹⁹¹ Meccanismo a sua volta definito con la delibera 10 novembre 2011, ARG/gas 156/11.

¹⁹² Disciplinato dalla delibera 7 luglio 2008, ARG/gas 92/08.

¹⁹³ Delibera 7 giugno 2012, 237/2012/R/gas.

¹⁹⁴ Delibera 28 luglio 2011, ARG/gas 108/11.

¹⁹⁵ Consultazione del 19 aprile 2012, 150/2012/R/gas.

¹⁹⁶ Delibera del 22 maggio 2013, 224/2013/R/gas.

rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione dal regime di accesso di terzi, relativa a terminali di GNL.

Nel maggio 2013 l'Autorità ha pertanto pubblicato¹⁹⁷ gli orientamenti finali in merito ai criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione e ha altresì sottoposto a consultazione i propri orientamenti in relazione alla tematica di rinuncia o revoca dell'esenzione dal regime di accesso di terzi, relativa a terminali di GNL.

I criteri di regolazione tariffaria e di accesso relativi al servizio di rigassificazione nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione relativa a terminali di GNL sono quindi stati disciplinati nel giugno 2013¹⁹⁸ prevedendo che:

- la titolarità del diritto all'applicazione del fattore di garanzia dei terminali di rigassificazione, nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, sia riconosciuta a condizione che il terminale sia stato individuato in esito alla procedura per la selezione delle infrastrutture strategiche, di cui al decreto legislativo n. 93/11;
- nelle more della definizione del nuovo assetto introdotto dal decreto legislativo n. 93/11, di cui al precedente alinea, l'applicazione del fattore di garanzia sia subordinata al pronunciamento da parte del Ministro dello sviluppo economico, nel decreto di revoca o accettazione della rinuncia al regime di esenzione, in merito alle caratteristiche di infrastruttura essenziale e indispensabile, al fine di garantire adeguata sicurezza, economicità e concorrenza nelle forniture di energia;
- nei casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, ai fini dell'applicazione del fattore di garanzia, dai ricavi riconosciuti vengano esclusi gli incentivi tariffari riconosciuti per la realizzazione di nuovi investimenti.

La definizione¹⁹⁹ dei criteri di regolazione delle tariffe di rigassificazione del GNL per il quarto periodo di regolazione (2014-2017) è invece avvenuta nel successivo mese di ottobre. In particolare, l'Autorità ha ritenuto opportuno:

- definire un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,3% reale pre-tasse, soggetto a revisione biennale con riferimento alla componente *risk-free*;
- introdurre una maggiorazione del costo riconosciuto del capitale investito pari all'1%, al fine di compensare il *lag* regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti;
- prevedere che, in caso di terminali galleggianti non permanentemente ancorati al fondo marino, le condizioni di applicazione della disciplina tariffaria siano definite con riferimento alle caratteristiche del servizio offerto; e che a tal fine i terminali di rigassificazione debbano essere in grado di immettere gas nella Rete nazionale gasdotti per almeno 320 giorni all'anno;
- prevedere l'introduzione di incentivi *output based* nel corso del periodo di regolazione, al fine di assicurare una maggiore selettività nella remunerazione degli investimenti;
- confermare l'applicazione di un meccanismo di copertura dei ricavi mantenendo, per i terminali entrati in esercizio entro il terzo periodo di regolazione (qualora soddisfino i requisiti

¹⁹⁷ Consultazione del 30 maggio 2013, 237/2013/R/gas.

¹⁹⁸ Delibera 25 giugno 2013, 272/2013/R/gas.

¹⁹⁹ Delibera 8 ottobre 2013, 438/2013/R/gas.

per beneficiarne), il medesimo livello di copertura dei ricavi adottato nel predetto periodo, prevedendo, tuttavia, l'applicazione selettiva dell'istituto ai nuovi terminali soltanto nel caso in cui i medesimi siano considerati strategici per il sistema;

- prevedere che, per i nuovi terminali che saranno dichiarati strategici, il livello di copertura dei ricavi sia differenziato, caso per caso, e comunque entro livelli minimi e massimi prestabiliti, tenuto conto della rischiosità e del contributo dell'iniziativa alla promozione della competitività nel mercato del gas naturale; in più, che sia a tal fine opportuno, in coerenza con le esigenze di partecipazione dei soggetti interessati, rinviare a successivo provvedimento la definizione dei predetti criteri e livelli;
- confermare le disposizioni in merito ai criteri tariffari e al fattore di copertura dei ricavi per i casi di rinuncia o revoca dell'esenzione, adottate con la delibera 272/2013/R/gas;
- prevedere che il livello di copertura dei ricavi possa essere rivisto nel caso in cui l'infrastruttura, per cause da accertare caso per caso, non sia in grado di erogare il servizio nel periodo di punta stagionale o in condizioni di criticità del sistema;
- introdurre un'apposita quota di ricavo per la copertura dei costi di smantellamento delle infrastrutture di rigassificazione e di ripristino dello stato dei luoghi, prevedendo che il gettito derivante dall'applicazione del relativo corrispettivo sia accantonato in un apposito fondo presso la Cassa conguaglio del settore elettrico e messo a disposizione delle imprese solo dopo la realizzazione degli interventi di ripristino;
- in merito alla struttura tariffaria, attribuire la totalità dei costi alla componente capacity, e prevedere la soppressione del corrispettivo unitario associato agli approdi previsti in conferimento (Cna), al fine di riflettere la struttura dei costi del servizio;
- determinare la tariffa sulla base della capacità tecnica del terminale, senza prevedere alcun fattore di carico.

Nel mese di dicembre, l'Autorità ha anche determinato²⁰⁰ in via cautelare e provvisoria la tariffa d'ufficio per il servizio di rigassificazione, relativa al periodo transitorio ottobre 2012 - dicembre 2013, per la società OLT Offshore LNG Toscana, disponendo un supplemento di istruttoria al fine di approfondire e valutare gli elementi prodotti dalla società. Inoltre, in esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di rigassificazione ai sensi delle regole istituite per il nuovo periodo regolatorio, l'Autorità²⁰¹:

- ha approvato le proposte tariffarie per il corrispettivo transitorio di misura CMG per l'anno 2014, presentate dalle società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico;
- ha approvato la proposta tariffaria per il servizio di rigassificazione relativa all'anno 2014, presentata dalle società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico;
- ha determinato d'ufficio la tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio per l'anno 2014 per la società Terminale GNL Adriatico;

²⁰⁰ Delibera del 12 dicembre 2013, 575/2013/R/gas.

²⁰¹ Con la delibera 19 dicembre 2013, 604/2013/R/gas.

- ha determinato d'ufficio per la società OLT Offshore LNG Toscana sia il corrispettivo transitorio di misura CMG, per l'anno 2014, sia, in via cautelare e provvisoria, la tariffa per il servizio di rigassificazione e per i servizi marittimi di rimorchio e ormeggio.

Da segnalare che, in sede di definizione dei criteri di regolazione delle tariffe di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione²⁰², 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 consultazione²⁰³, recante gli approfondimenti e gli orientamenti dell'Autorità.

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 2010, è stata approvata²⁰⁴ la Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014 (RTSG) attualmente in vigore, che prevede un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 6,7%. La RTSG è stata successivamente modificata e integrata nel 2011²⁰⁵, in applicazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 130/10 relativo a *misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali*, e nel 2012²⁰⁶, in attuazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 marzo 2012 relativo a *norme in materia di stoccaggio strategico di gas naturale*.

In esito alla verifica delle proposte tariffarie presentate dalle imprese di stoccaggio ai sensi della regolazione in vigore, l'Autorità ha approvato²⁰⁷:

- i corrispettivi d'impresa e i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio del gas e per l'attività di misura svolta dalle imprese di stoccaggio, relativi all'anno 2014, insieme alle proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, nonché di maggiorazione dei corrispettivi di punta di erogazione per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione;

²⁰² Cioè nella delibera 438/2013/R/gas.

²⁰³ Consultazione del 27 febbraio 2014, 80/2014/R/gas

²⁰⁴ Delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10.

²⁰⁵ Delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11.

²⁰⁶ Delibera 19 aprile 2012, 149/2012/R/gas.

²⁰⁷ Delibera 1 agosto 2013, 350/2013/R/gas.

- i corrispettivi unitari di accesso e di utilizzo della capacità realizzata ai sensi del decreto legislativo n. 130/10, nonché i corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie²⁰⁸.

Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha inoltre determinato il valore del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, di cui all'art. 2, comma 558, della legge finanziaria 2008, da destinare alle Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio, relativo all'anno 2014, e le percentuali di ripartizione tra le Regioni dell'importo complessivo del contributo compensativo, relativo all'anno 2013.

Essendo vicina la scadenza del periodo regolatorio attualmente in vigore, nel febbraio 2014 l'Autorità ha avviato²⁰⁹ un procedimento per la regolazione in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo decorrente dall'1 gennaio 2015.

Distribuzione

Nel corso del 2013 è proseguito il processo di consultazione finalizzato alla definizione della regolazione tariffaria per il quarto periodo di regolazione 2014-2019²¹⁰. Il processo si è concluso nel mese di dicembre 2013, quando è appunto stata definita²¹¹ la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura per il periodo di regolazione 2014-2019 con riferimento alle concessioni comunali o sovracomunali, mentre è stata rinviata a un successivo provvedimento l'adozione di disposizioni in materia di regolazione tariffaria per le gestioni di ambito territoriale minimo (ATEM)²¹².

Con riferimento alla durata del periodo regolatorio, è stato confermato l'orientamento di definire un periodo della durata di sei anni, prevedendo, accanto a una revisione triennale degli obiettivi di variazione del tasso annuale di produttività, una revisione biennale del tasso di rendimento delle attività prive di rischio (RF) e del valore della componente a copertura dei costi operativi relativi alla installazione e manutenzione di gruppi di misura.

In tema di differenziazione dei corrispettivi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, sono stati previsti corrispettivi definiti in funzione delle caratteristiche della singola impresa distributrice (dimensione e densità di clientela servita), per le "vecchie" gestioni comunali.

²⁰⁸ Di cui alla delibera ARG/gas 29/11.

²⁰⁹ Delibera del 27 febbraio 2014, 79/2014/R/gas.

²¹⁰ Avviato nell'agosto 2012 col documento per la consultazione 341/2012/R/gas, nel quale l'Autorità ha precisato il quadro generale e illustrato le principali linee di intervento. Nel documento per la consultazione 14 febbraio 2013, 56/2013/R/gas, sono state analizzate le tematiche relative alla definizione del costo riconosciuto. Nel successivo documento per la consultazione del 13 giugno 2013, 257/2013/R/gas, sono stati analizzati aspetti relativi alla struttura delle tariffe obbligatorie e delle tariffe di riferimento, ai meccanismi di perequazione e alla riforma dei contributi di connessione. Più precisamente, nel documento 257/2013/R/gas l'Autorità ha indicato l'orientamento di confermare l'impostazione del sistema tariffario in vigore nel terzo periodo di regolazione, fondato sulla determinazione di una tariffa di riferimento, che definisce il ricavo ammesso per ciascuna impresa distributrice a copertura del costo riconosciuto, e di una tariffa obbligatoria, applicata agli utenti della rete, con bilanciamento dei ricavi tra operatori della distribuzione mediante specifici meccanismi perequativi. Gli orientamenti finali sono stati illustrati nel documento per la consultazione del 7 agosto 2013, 359/2013/R/gas.

²¹¹ Delibera 12 dicembre 2013, 573/2013/R/gas.

²¹² Gli ambiti territoriali minimi sono gli insiemi di comuni che devono affidare il servizio di distribuzione in forma congiunta attraverso gara (v. decreto ministeriale 19 gennaio 2011).

Il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi del servizio di distribuzione, da applicare per gli aggiornamenti delle tariffe con efficacia fino all'anno 2016, è stato fissato:

- per le imprese distributrici fino a 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 2,5%;
- per le imprese distributrici aventi oltre 300.000 punti di riconsegna serviti, pari al 1,7%.

In relazione al trattamento delle immobilizzazioni nette centralizzate, sono stati definiti corrispettivi unici a livello nazionale, ed è stato previsto che nei primi due anni del quarto periodo regolatorio trovino riconoscimento i costi di telelettura/telegestione e i costi relativi ai concentratori sostenuti dalle imprese.

Con riferimento alla determinazione del livello del capitale investito di località, è stato confermato, per il primo triennio del periodo di regolazione, il criterio generale di valutazione del capitale investito basato sul metodo del costo storico rivalutato. Con la delibera è stato avviato uno specifico procedimento volto a valutare l'ipotesi di modificare i criteri di valutazione dei nuovi investimenti a partire dall'anno 2017, stabilendo che in tale procedimento sia analizzata l'ipotesi di introdurre metodologie di valutazione a costi standard.

Il tasso di remunerazione del capitale investito è stato fissato pari al 6,9% per il servizio di distribuzione e al 7,2% per il servizio di misura, con riferimento al biennio 2014-2015. Sono stati previsti due aggiornamenti dei tassi di remunerazione, rispettivamente al 30 novembre 2015 e al 30 novembre 2017, in relazione all'aggiornamento del tasso di rendimento delle attività prive di rischio.

Come nel periodo regolatorio precedente, le società di distribuzione devono applicare agli utenti del servizio una tariffa obbligatoria (che rappresenta un prezzo massimo), costituita da quote fisse e variabili, differenziate tra 6 ambiti tariffari²¹³, che coincidono con quelli del periodo di regolazione precedente, in ragione delle esigenze di continuità e semplicità amministrativa e promozione della concorrenza nel segmento della vendita. La tariffa obbligatoria è costituita dagli elementi τ_1 ²¹⁴ legati al numero dei punti di riconsegna, e dall'elemento τ_3 , legato ai volumi erogati e differenziato per scaglione di consumo. A questi elementi si sommano le componenti aggiuntive²¹⁵. Con decorrenza dal 2014 si è proceduto a una rimodulazione dell'articolazione tariffaria rispetto al precedente periodo regolatorio, prioritariamente finalizzata a operare una riduzione dei corrispettivi unitari relativi agli scaglioni più elevati (consumi annui superiori a 200.000 S(m³)). Con decorrenza dall'anno 2015, è invece stata prevista una differenziazione delle quote fisse della tariffa obbligatoria a copertura dei costi dell'attività di distribuzione/gestione

²¹³ Gli ambiti fanno riferimento a 6 macrozone in cui è diviso il Paese: Ambito nord-occidentale, Ambito nord-orientale, Ambito centrale, Ambito centro-sud orientale e Ambito centro-sud occidentale.

²¹⁴ Elemento τ_1 (dis), a copertura dei costi di distribuzione, τ_1 (mis), a copertura degli oneri per il servizio di misura, e τ_1 (cot) a copertura dei costi di commercializzazione.

²¹⁵ Le componenti aggiuntive sono le seguenti:

- GS, a copertura delle compensazioni tariffarie per i clienti economicamente disagiati;
- RE, a copertura degli oneri per misure e interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale, per le reti di teleriscaldamento e per lo sviluppo tecnologico;
- RS per gli oneri relativi alla qualità dei servizi gas;
- UG₁, a copertura di eventuali squilibri del sistema di perequazione e dei conguagli;
- UG₂, a compensazione dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio;
- UG₃, a copertura degli oneri connessi all'intervento di interruzione, ai servizi di ultima istanza e ai fornitori transitori.

delle infrastrutture di rete e del servizio di misura, in funzione della dimensione del gruppo di misura installato.

Sempre nel mese di dicembre, sono stati approvati²¹⁶ le tariffe obbligatorie e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per l'anno 2014²¹⁷.

Misura

Nel dicembre 2013, sono stati aggiornati²¹⁸ 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*.

Per quanto riguarda la messa a disposizione dei dati di prelievo dei clienti finali, in attesa del recepimento da parte dell'ordinamento italiano della direttiva 2012/27/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 25 ottobre 2012:

- è stata rimossa la previgente differenziazione in funzione della classe dello *smart meter*;
- la messa a disposizione dei dati di consumo può essere effettuata sia tramite internet (secondo le più comuni e diffuse tecnologie), sia tramite interfaccia dello *smart meter*, non necessariamente in tempo reale;
- sono fatti salvi i costi approvati dall'Autorità nei casi di interfaccia dello *smart meter* coincidente con l'uscita emettitore di impulsi.

Provvedimenti in materia di gare per ambito di concessione

In attuazione delle disposizioni di cui al decreto del Ministero dello sviluppo economico n. 226/11, che ha delineato il *Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per*

²¹⁶ Delibera del 27 dicembre 2013, 633/2013/R/gas.

²¹⁷ In applicazione delle disposizioni contenute nella delibera 573/2013/R/gas.

²¹⁸ Delibera del 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas.

l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, l'Autorità ha avviato²¹⁹ la propria regolazione in materia di criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale a livello di ambiti territoriali minimi (ATEM).

In tale contesto, l'Autorità ha proceduto alla pubblicazione di tre documenti per la consultazione²²⁰ nei quali sono stati descritti i primi orientamenti circa le modalità per la trasmissione dei dati sullo stato di consistenza delle reti di distribuzione, i criteri per la definizione del corrispettivo *una tantum* a copertura degli oneri di gara e la predisposizione dello Schema del contratto di servizio tipo.

A valle della consultazione, l'Autorità ha approvato:

- i criteri per la determinazione del corrispettivo *una tantum* a copertura degli oneri sostenuti dalle stazioni appaltanti²²¹ per la gestione delle gare nei nuovi ambiti territoriali minimi per il servizio di distribuzione del gas²²². L'ammontare del corrispettivo varia in funzione del numero di utenti serviti e del numero di comuni appartenenti al singolo ambito territoriale minimo, entro i limiti di un tetto massimo di spesa;
- lo Schema di contratto di servizio tipo relativo all'attività di distribuzione del gas²²³, successivamente approvato con il decreto del Ministero dello Sviluppo economico 5 febbraio 2013;
- il formato del supporto informatico per la trasmissione dei dati relativi agli stati di consistenza delle reti di distribuzione del gas naturale, predisponendo le schede tecniche per il loro invio in formato cartaceo, fissando il formato del supporto informatico e stabilendo la data di decorrenza dell'obbligo di utilizzo del medesimo formato informatico²²⁴.

Nel marzo 2013, l'Autorità ha individuato²²⁵ le modalità di attuazione delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 2, del decreto n. 226/11. A questo scopo, è stata prevista la predisposizione di uno schema di nota giustificativa²²⁶ ed è stato individuato l'ambito delle verifiche che l'Autorità intende effettuare al fine della formulazione delle eventuali osservazioni da trasmettere alla stazione appaltante. Infine, è stato previsto che i dati tariffari, rilevanti per lo svolgimento delle gare, siano resi disponibili alle stazioni appaltanti mediante pubblicazione sul sito internet dell'Autorità.

²¹⁹ Delibera dell'8 marzo 2012, 77/2012/R/gas.

²²⁰ Documenti per la consultazione 24 maggio 2012, 212/2012/R/gas, 21 giugno 2012, 257/2012/R/gas e 27 settembre 2012, 382/2012/R/gas.

²²¹ "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 ministeriale del 226/11 ha stabilito infatti che, ai fini di un efficace e 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). Il decreto suggerisce che l'amministrazione con funzione di stazione appaltante possa essere il Comune capoluogo di provincia, qualora presente nell'ambito; mentre negli altri casi possa essere un Comune capofila o la Provincia o altro soggetto, come una società patrimoniale delle reti, dove presente, e che la sua scelta debba essere effettuata dai Comuni dell'ambito.

²²² Delibera 11 ottobre 2012, 407/2012/R/gas.

²²³ Delibera 6 dicembre 2012, 514/2012/R/gas.

²²⁴ Delibera 13 dicembre 2012, 532/12/R/gas.

²²⁵ Delibera 21 marzo 2013, 113/2013/R/gas.

²²⁶ La nota giustificativa deve illustrare gli scostamenti del bando e del disciplinare di gara da quello tipo nonché la scelta dei punteggi utilizzati nei criteri di valutazione della gara, che dovrà essere utilizzato dalle stazioni appaltanti,

Nel mese di maggio, inoltre, sono stati integrati²²⁷ i criteri²²⁸ per la determinazione del corrispettivo *una tantum* per la copertura degli oneri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, in attuazione delle disposizioni dell'art. 8, comma 1, del decreto n. 226/11.

Esclusione di trasferimenti incrociati tra attività della filiera

La delibera 11/07 "Obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas" è finalizzata, tra le altre cose, a escludere che le imprese operanti nel settore elettrico e del gas effettuino trasferimenti incrociati di risorse tra diverse attività della filiera. Nel corso del 2013 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

Esenzione TAP

Il gasdotto TAP rappresenta per l'Italia un'importante opportunità per la sicurezza degli approvvigionamenti, per la diversificazione delle fonti e per un ulteriore sviluppo della concorrenza, contribuendo all'affermazione del nostro Paese come un *hub* del gas. Inoltre, il nuovo collegamento con la Grecia e l'Albania, e quindi con i Balcani, aprirà l'accesso a mercati nuovi ed emergenti, attraverso la possibilità di movimentare gas, tramite prenotazioni di capacità, anche in controflusso.

L'Autorità, alla fine di febbraio 2013, congiuntamente al regolatore greco (RAE) e albanese (ERE), ha formulato²²⁹ un parere favorevole preliminare alla richiesta di esenzione presentata dalla società TAP AG (*Joint Opinion*). L'esenzione è relativa all'accesso dei terzi e ad altre previsioni della direttiva gas del Terzo pacchetto in tema di tariffe e *unbundling*. Il parere è stato raggiunto in esito alle attività dei regolatori e a valle dei risultati del *market test*, come previsto dalla direttiva comunitaria 2009/73/CE. La procedura di *market test* era finalizzata ad acquisire l'interesse di potenziali utilizzatori dell'infrastruttura, istituzioni e gestori di rete, verso l'allocazione della relativa capacità di trasporto; ha rappresentato il primo caso di applicazione delle previsioni della direttiva a un gasdotto.

Con decreto del 13 marzo 2013, il Ministro dello sviluppo economico ha adottato il provvedimento di esenzione che richiama integralmente la *Joint Opinion*, aggiungendo un'ulteriore prescrizione relativa alle misure di promozione della concorrenza applicabili in Italia. In data 16 maggio 2013, la Commissione europea, ai sensi dell'art. 36.9 della citata direttiva, ha assunto la decisione in merito all'esenzione notificata.

²²⁷ Delibera 30 maggio 2013, 230/2013/R/gas.

²²⁸ Definiti dalla delibera 11 ottobre 2012, 407/2012/R/gas.

²²⁹ Delibera 28 febbraio 2013, 78/2013/R/gas.

All'inizio del mese di giugno l'Autorità, congiuntamente al regolatore greco (RAE) e albanese (ERE), ha quindi recepito²³⁰ le integrazioni richieste Commissione europea e dall'*Energy Community* in merito all'*Energy Regulators Joint Opinion on TAP AG's Exemption application*²³¹.

Con decreto 25 giugno 2013, il Ministro dello sviluppo economico ha recepito le integrazioni delle richieste della Commissione europea, relativamente alla concessione dell'esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi a favore di TAP AG.

Nella *Final Joint Opinion* l'accettazione della richiesta di esenzione della società TAP AG è stata subordinata a una serie di condizioni, secondo le seguenti linee:

- il *business case* di TAP AG per il trasporto dei volumi di gas disponibili dal giacimento di Shah Deniz II verso il Sud-Est Europa e l'Italia è stato accolto, ma a condizione che venga garantito contemporaneamente l'accesso a tutti i futuri acquirenti di tali volumi di gas secondo gli stessi termini e le stesse condizioni;
- la capacità massima per il trasporto di gas attraverso il gasdotto TAP sarà sviluppata seguendo un approccio di mercato in base alle *best practices* in Europa;
- i mercati del gas nell'Europa sudorientale avranno accesso diretto a forniture di gas anche dall'Italia, attraverso Grecia e Albania;
- l'interoperabilità del gasdotto TAP alle infrastrutture gas esistenti e future in Italia, Albania e Grecia è garantita attraverso lo sviluppo di nuovi punti di entrata e di uscita, seguendo le esigenze dei tre Paesi;
- la società TAP AG opererà come un gestore di sistema indipendente per l'intero periodo della deroga;
- misure proconcorrenziali dovranno impedire lo sviluppo e il rafforzamento delle posizioni di mercato dominanti in tutti e tre i Paesi.

Nel settembre 2013 l'Autorità ha precisato²³² la definizione di Shah Deniz Gas di cui alla *Final Joint Opinion*, in modo da consentire alla società TAP AG di trasportare il gas prodotto in territorio azero, indipendentemente dallo specifico campo di produzione. Nel mese di ottobre 2013, dopo aver espresso²³³ parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico in merito alla conferma dell'esenzione rilasciata a favore di TAP AG, l'Autorità ha approvato²³⁴ la proposta di Codice tariffario della società TAP AG contemporaneamente alle Autorità nazionali di regolazione di Albania (ERE) e Grecia (RAE).

Nel corso del mese di novembre è stata presentata dalla stessa società la proposta di *Regulatory Compliance Program*, così come stabilito dalla *Final Joint Opinion*. Tale programma contiene le misure per prevenire comportamenti discriminatori che la società TAP AG potrebbe avere in relazione ai partecipanti della prima *Booking Phase* del *market test* che non sono azionisti della medesima società. L'applicazione del programma è solo una delle condizioni richieste dalla *Final Joint Opinion* per evitare possibili conflitti d'interesse tra il TSO TAP AG e i suoi azionisti attivi

²³⁰ Delibera 6 giugno 2013, 249/2013/R/gas.

²³¹ Adottata con la delibera 78/2013/R/gas (*Final Joint Opinion*).

²³² Delibera 12 settembre 2013, 384/2013/R/gas.

²³³ Parere 28 ottobre 2013, 472/2013/I/gas.

²³⁴ Delibera 7 novembre 2013, 495/2013/R/gas.

nell'estrazione del gas nei giacimenti azeri. Infatti, la società TAP AG, pur avendo ottenuto l'esenzione dall'*ownership unbundling*, dovrà comunque essere certificata secondo il modello ITO prima della realizzazione del gasdotto TAP, e comunque non più tardi dell'1 gennaio 2018.

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.

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.

4.2 Promozione della concorrenza

4.2.1 Mercati all'ingrosso

Nel terzo trimestre del 2013 il PIL, sostenuto dalle esportazioni e dalla variazione delle scorte, ha interrotto la propria caduta e nel quarto trimestre è tornato a crescere, seppure in misura molto modesta (0,1% sul periodo precedente), interrompendo la fase recessiva avviata nell'estate del 2011. Nonostante questi primi segnali di miglioramento, per tutto lo scorso anno le condizioni economiche sono rimaste molto difficili in Italia, specie per le aziende di più piccole dimensioni e per quelle del settore dei servizi. Le prospettive di miglioramento, legate principalmente alla crescita dell'attività economica mondiale e degli scambi internazionali, sono rimaste infatti sinora alla portata delle imprese industriali di maggiori dimensioni e di quelle più orientate verso i mercati esteri.

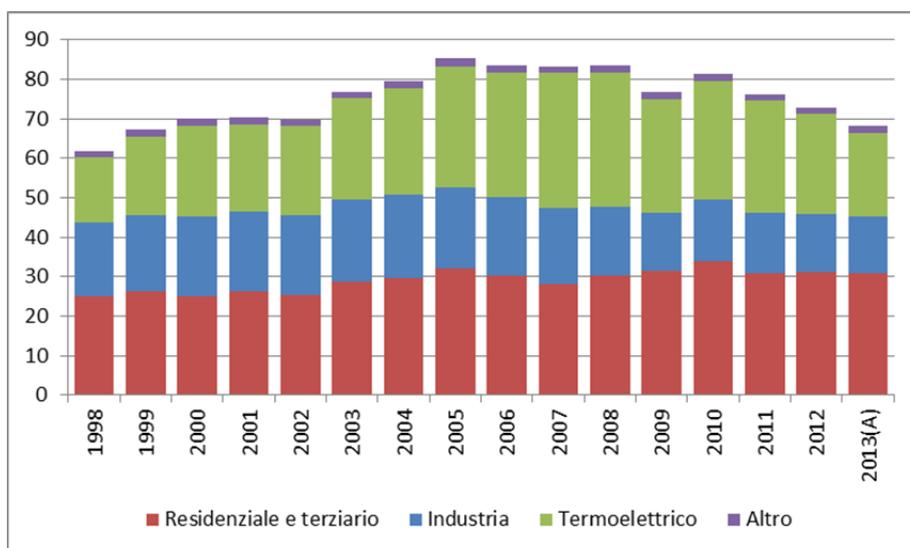
La riduzione dei consumi e delle produzioni hanno messo in difficoltà, per tutto il 2013, tutti i settori energetici, compreso quello del gas. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo si è fermato a 70,1 G(m³), registrando così un'altra diminuzione, la terza consecutiva, del 6,5% rispetto all'anno precedente, e tornando su valori rilevati tra il 1999 e il 2000.

Con l'eccezione dell'autotrazione, i cui consumi sono saliti del 6,6%, tutti i settori hanno evidenziato un abbassamento dei prelievi, specialmente quelli per la generazione elettrica.

Complici le temperature relativamente miti nei mesi freddi dell'anno, i consumi del settore civile (residenziale e terziario) sono scesi dell'1,4%, passando da 31,2 a 30,8 G(m³); gli usi non energetici hanno registrato una caduta del 2,8%. Nell'ambito degli usi produttivi un calo minore ha interessato l'agricoltura (-1,3%), seguita dall'industria, i cui consumi sono scesi a 14,6 G(m³), cioè del 2,7%. Un altro crollo (-15,7%), invece, si è avuto per il settore termoelettrico, la cui domanda si è fermata a 21,2 G(m³), una riduzione ancor più forte di quella dello scorso anno. Se i dati verranno confermati, il consumo di gas per la produzione elettrica risulterà diminuito di 10 G(m³) in quattro anni, visto che nel 2010 superava, anche se di poco, i 30 G(m³).

Figura 4.4 Consumi di gas naturale per settore

G(m³)



(A) Dati provvisori.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico, Bilancio energetico nazionale, vari anni.

Come mostra la figura 4.4, dal punto di massimo toccato nel 2005, la domanda finale complessiva è diminuita del 20%, ma la riduzione è stata quasi integralmente a carico degli usi produttivi: infatti, mentre i consumi del settore civile hanno tenuto, gli usi dell'industria e quelli della generazione elettrica si sono ridotti di circa un terzo rispetto ai livelli di quell'anno. Se invece si prende a riferimento il 2000, anno della liberalizzazione, si osserva che i livelli di consumo sono rimasti complessivamente invariati (-2%), ma la composizione settoriale mostra che la stabilità è stata garantita dalla sostituzione dei consumi civili (cresciuti di oltre un quinto) a quelli industriali (crollati di quasi un terzo) e – in misura minore – a quelli del termoelettrico (diminuiti del 7% circa).

Con la domanda finale in netta riduzione non stupisce che anche la produzione nazionale nel 2013 sia stata mantenuta bassa: dopo tre anni di lievi aumenti, infatti, lo scorso anno si è fermata a 7,7 G(m³), un valore del 10% inferiore a quella del 2012. L'85% circa di tutta la produzione nazionale è 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, quest'anno Royal Dutch Shell con il 7,3%. Da diversi anni, quest'ultimo si alterna nella seconda e nella terza posizione con il gruppo Edison. Sempre in quarta posizione rimane Gas Plus, quest'anno con una quota del 2,4%.

La contrazione dei consumi ha contribuito all'ulteriore e significativa riduzione delle importazioni (-8,5%), con un calo di 5,8 G(m³). Le esportazioni invece, seppure ancora trascurabili, hanno evidenziato un altro buon incremento, passando da 139 M(m³) a 228 M(m³). Le importazioni nette, quindi, sono risultate pari a 61,7 G(m³). Diversamente dai tre anni precedenti, nel 2013 non si è assistito a un incremento delle scorte: anzi, dagli stoccaggi sono stati prelevati 0,6 G(m³). Tenendo conto anche dei consumi di sistema e delle perdite di rete, il valore dei consumi nazionali nel 2013 è risultato pari a 68,2 G(m³), un valore del 6,5% più basso del 2012 e simile a quello registrato tra il 1999 e il 2000.

Per la prima volta da diversi anni il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere (misurato come rapporto tra le importazioni lorde e il consumo interno lordo) si è ridotto di due punti percentuali, essendo sceso all'88,4% dal 90,4% del 2012.

La figura 4.4 espone i quantitativi di gas approvvigionato negli ultimi due anni per Paese di provenienza del gas stesso. In un quadro di generale contrazione dei livelli di consumo, e quindi di importazione, quasi tutti i Paesi di origine del gas importato in Italia mostrano una significativa discesa nei volumi. Spicca, in particolare, la caduta dei quantitativi provenienti dall'Algeria, che sono stati in parte compensati dai maggiori flussi provenienti dalla Russia.

Nel 2013 dall'Algeria sono stati importati 9 G(m³) in meno di gas rispetto all'anno precedente. Il vistoso calo (-42%) è da attribuire principalmente agli effetti delle revisioni dei volumi pattuiti nei contratti di fornitura in essere con alcuni importatori italiani (Eni, Edison ed Enel), ma in parte anche all'instabilità del quadro socio-politico nei Paesi del Nord Africa, che ha causato numerose interruzioni dei flussi di gas (e di petrolio) verso l'Italia.

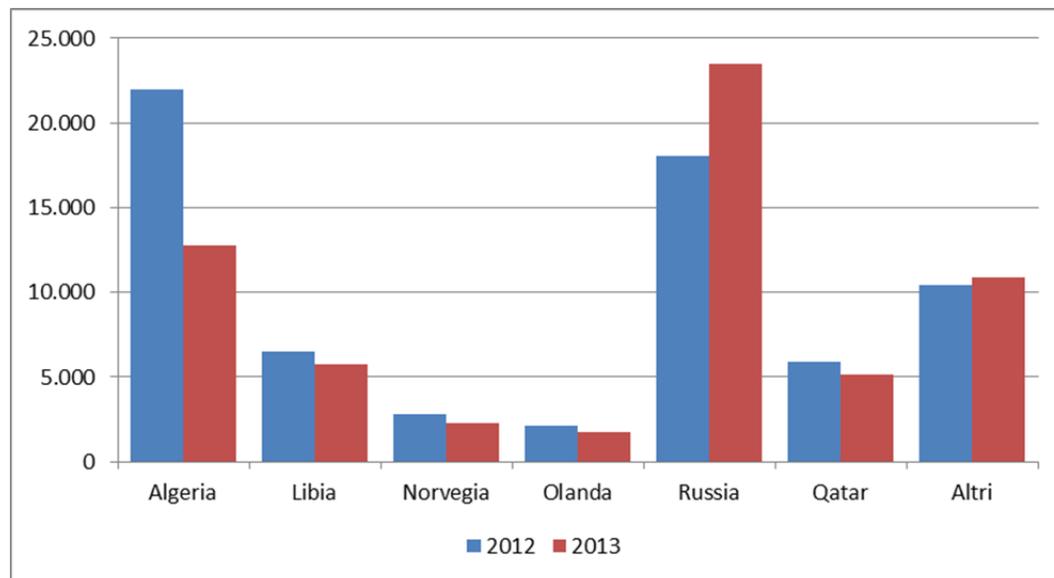
Le rinegoziazioni dei contratti spiegano anche parte della contrazione nell'import dal Qatar, diminuito del 14% rispetto al 2012, vale a dire di oltre 800 M(m³), così come i continui scontri tra il governo e i ribelli, e i conseguenti blocchi del Greenstream, hanno ridotto i flussi di gas provenienti dalla Libia, da dove sono giunti nel nostro Paese 765 M(m³) in meno rispetto al 2012. L'import di gas libico, peraltro, non è più tornato ai livelli precedenti la crisi del 2011.

A parziale compensazione delle diminuzioni dall'area del Nord Africa, sono giunti 5,4 G(m³) di gas in più dalla Russia che, con la quota del 38%, nel 2013 è divenuta il primo Paese importatore in Italia. L'Algeria ha, quindi, perso il primato che deteneva dal 1995, scivolando in seconda posizione

con una quota pari al 21% del gas complessivamente importato. Al terzo posto è rimasta la Libia, che con il 9% ha superato di poco l'8% del Qatar.

Figura 4.5 Importazioni lorde di gas nel 2012 e nel 2013 secondo la provenienza

M(m³); stime effettuate in base al punto di ingresso del gas



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2013 i quantitativi di gas importato in Italia sono scesi a 61,7 G(m³) dai 65,4 G(m³) raggiunti nel 2012²³⁵. La diminuzione è stata quindi pari a -5,7%, relativamente meno ampia rispetto a quella valutata nei dati del Ministero dello sviluppo economico²³⁶. Il 4,6% del gas complessivamente procurato all'estero, cioè 2,8 G(m³), è stato acquistato presso le Borse europee.

Come negli anni scorsi i gruppi²³⁷ 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 50 dei 61,7 G(m³), cioè l'81,5% del gas entrato nel mercato italiano. Considerando anche le quantità prodotte all'interno dei confini nazionali, i tre gruppi incidono per l'82,5% di tutto il gas approvvigionato. Come in passato, tale quota è in aumento (era 77,7% nel 2012), per l'incremento delle quote di Eni ed Edison non compensato dalla riduzione della quota di Enel. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota analoga a quella del gas approvvigionato.

Come sempre, il primo posto nella classifica delle imprese importatrici è detenuto da Eni, che nel 2013 – in controtendenza rispetto alla media nazionale – ha importato il 6,2% in più del gas acquistato nel 2012, cioè 30,8 G(m³). Per questo la sua quota di mercato è salita al 49,9% (49,7% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), ancora una volta, superiore a quella

²³⁵ Dato sempre di fonte Indagine annuale sui settori regolati.

²³⁶ Le differenze rispetto ai dati ministeriali dipendono, con buona probabilità, 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.

²³⁷ 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.

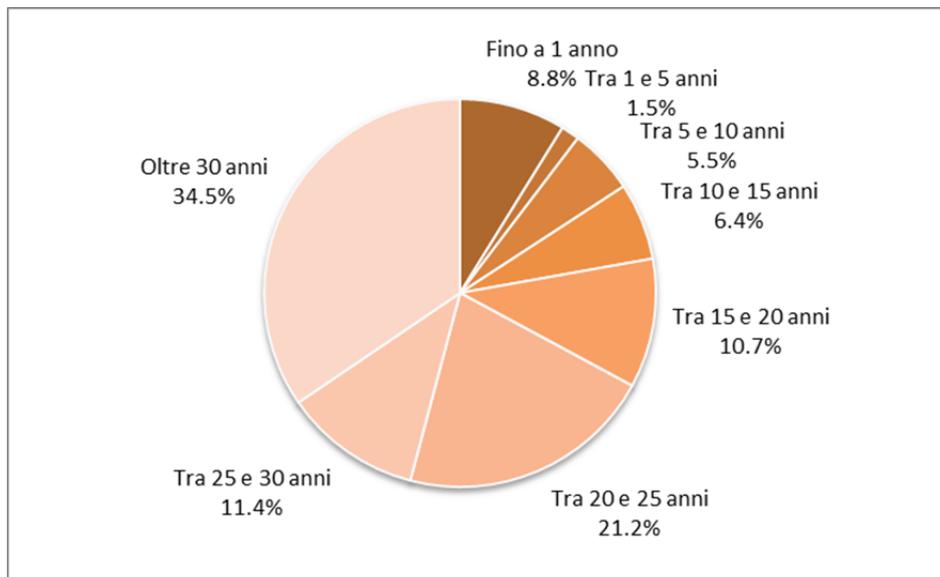
registrata nell'anno precedente. Dal 2011, cioè dalla fine dell'operatività dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, l'incidenza di Eni nell'approvvigionamento di gas sale di anno in anno ed è ora tornata quasi alla metà dell'intero mercato, dal minimo storico del 39,2% toccato nel 2010.

Nel 2013 i quantitativi approvvigionati da Edison, secondo in classifica, sono rimasti invece sostanzialmente invariati a 12,5 G(m³) (più precisamente sono cresciuti dello 0,7%), quindi la distanza da Eni si è ulteriormente ampliata da 25 a quasi 30 punti percentuali.

Con quasi 7 G(m³) acquistati, due in meno rispetto al 2012, Enel Trade è rimasta al terzo posto, anche se con una quota dell'11,3%, più piccola rispetto al 12,8% ottenuto l'anno precedente.

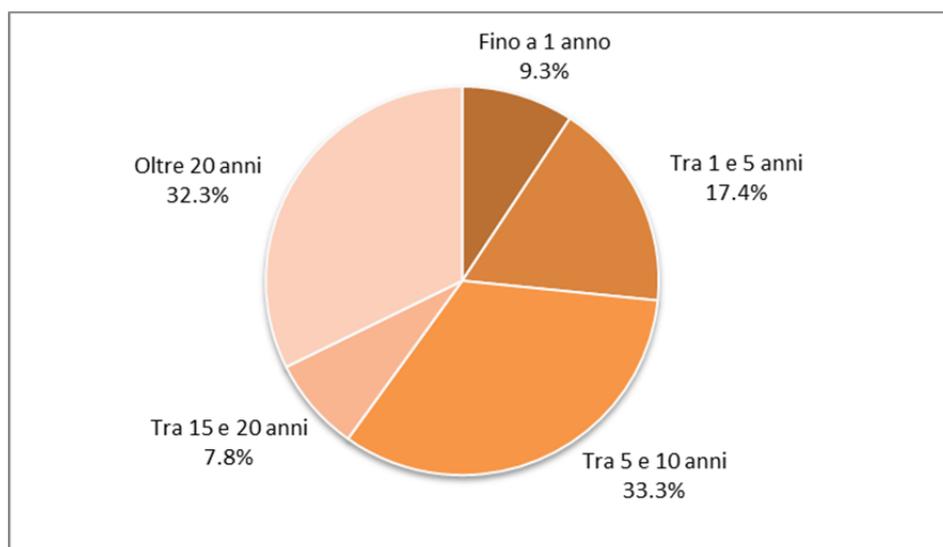
L'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2013 secondo la durata intera (Figura 4.6) evidenzia una struttura ancora piuttosto lunga, seppure in un mercato che si restringe, per cui i volumi sottostanti alle quote espresse nella figura sono, col passare del tempo, sempre più bassi. In controtendenza solo i contratti con durata complessiva tra uno e cinque anni e, in misura minore, quelli con durata compresa tra cinque e dieci anni, i quali sono gli unici le cui *Annual Contract Quantity* sottostanti sono aumentate rispetto al 2012. I contratti di lungo periodo restano, comunque, i prevalenti: il 67% delle importazioni avviene, in effetti, in base ad accordi la cui durata complessiva supera i 20 anni. Rispetto al 2012, l'incidenza delle importazioni *spot*, quelle cioè con durata inferiore all'anno, si è leggermente ridotta dal 9,4% all'8,8%. È opportuno ricordare che, come negli scorsi anni, essa è stata valutata 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 2013, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Sotto il profilo della vita residua, i contratti di importazione in essere al 2013 (Figura 4.7) si rivelano complessivamente ancora abbastanza lunghi, ma la struttura contrattuale si va lentamente accorciando: il 60% dei contratti scadrà entro i prossimi dieci anni e il 27% di essi esaurirà i propri effetti entro i prossimi cinque anni. Da sottolineare, inoltre, l'azzerarsi della quota relativa ai contratti con durata residua compresa tra dieci e 15 anni. Anche l'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata rivista come descritto poco sopra.

Figura 4.7 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2013, secondo la durata residua

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 delle tre maggiori società di vendita all'ingrosso
				Totale	Accesso prioritario per transito ^(C)	Accesso prioritario per contratti LT			
2001	125,1	n.d.	15,5	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	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	84,8	0,5	78,8	3,1	3	63,8%
2004	127,3	386	12,9	88,7	0,5	84,6	2,1	3	62,4%
2005	138,3	421	12,0	90,6	0,5	73,5	16,7	3	66,7%
2006	134,3	443	11,0	92,3	0,5	74,5	17,3	3	66,5%
2007	136,1	429	9,7	98,4	0,5	86,1	11,8	3	63,8%
2008	151,5	410	9,3	100,3	0,5	96,1	3,7	3	57,1%
2009	147,2	436	8,0	110,9	0,3	102,6	8,0	3	49,2%
2010	173,5	459	8,3	116,0	0,3	103,1	12,6	3	42,3%
2011	178,9	401	8,4	116,3	0,2	103,0	13,0	3	42,1%
2012	178,3	464	8,6	116,9	0,2	102,5	14,2	3	40,5%
2013	180,6	360	7,7	122,1	0,0	102,6	19,5	3	42,7%

(C) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite.

(D) 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; il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

(E) 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 2013 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 risultata in lieve aumento (1,3%), avendo raggiunto 180,6 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 106,8 G(m³) in aumento del 5,6% rispetto al 2012, 63,3 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio registrando un calo dell'1,9% rispetto al 2012, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 10,5 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 (21%), Edison (10,9%), GdF Suez (10,8%), Royal Dutch Shell (8,1%) ed Enel (7,1%). I primi tre gruppi coprono insieme il 42,7% della domanda totale, una quota superiore di 1,2 punti percentuali rispetto a quella dello scorso anno.

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 508 società accreditate all'Anagrafica operatori, che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2013. Di queste, hanno risposto 436 imprese, di cui 39 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno. Delle 397 attive, 67 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 229 hanno venduto gas soltanto a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 101, 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 106,8 G(m³), è stato alimentato per il 35,7% da grossisti puri e per il restante 64,3% da operatori misti. Nel 2012 la ripartizione era più favorevole agli operatori misti, essendo le due quote, rispettivamente, del 32,4% e del 67,6%. Il numero dei grossisti è cresciuto di 16 unità, salendo a 168 imprese contro le 152 dell'anno precedente.

A sorpresa, nel 2013 il livello di concentrazione di tale mercato è lievemente risalito, dopo le diminuzioni osservate negli anni più recenti. Lo scorso anno, infatti, la quota delle prime tre società Enel, Edison ed Enel Trade (le stesse dell'anno precedente) è infatti tornata al 29,3% dal 27,9% calcolato nel 2012. Parimenti, è cresciuta anche la quota cumulata delle prime cinque imprese (le tre già citate più due società del gruppo GdF Suez) che dal 40,2% è salita al 42%. Di fatto, il livello della concentrazione all'ingrosso è tornato sui valori evidenziati nel 2010. Ovviamente anche l'indice di Herfindahl Hirshmann, calcolato sul solo mercato all'ingrosso, è marginalmente cresciuto rispetto al 2012, da 496 a 508, restando comunque ben al di sotto del valore 1.000 ritenuto sintomo di bassa concentrazione.

Nel 2013 il prezzo mediamente praticato nel mercato all'ingrosso è stato di 32,67 c€/m³, più elevato rispetto ai 29,61 c€/m³ del PSV (il dato è di fonte Platts) e in diminuzione (-4,8%) rispetto al valore osservato nel 2012, pari a 34,31 c€/m³.

Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato di 33,60 c€/m³, ovvero 2,6 c€ superiore a quello praticato dai grossisti puri.

Tavola 4.4 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2013M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Grossisti puri	67	38.081	31,01
Operatori misti	101	68.707	33,60
Totale	168	106.788	32,67

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 ancora un livello di liquidità estremamente basso.

Punto di scambio virtuale

Il PSV è un *hub* virtuale, cioè un punto concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale dei gasdotti, in cui è possibile effettuare scambi e cessioni di gas immesso nella rete stessa. Gestito da Snam Rete Gas, offre agli operatori un utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio, in caso di interruzione o di riduzione di capacità da una fonte di approvvigionamento. Le transazioni al PSV si effettuano sulla base di contratti bilaterali *over-the-counter* (OTC), esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata avviata nel maggio 2010 presso il GME (vedi oltre).

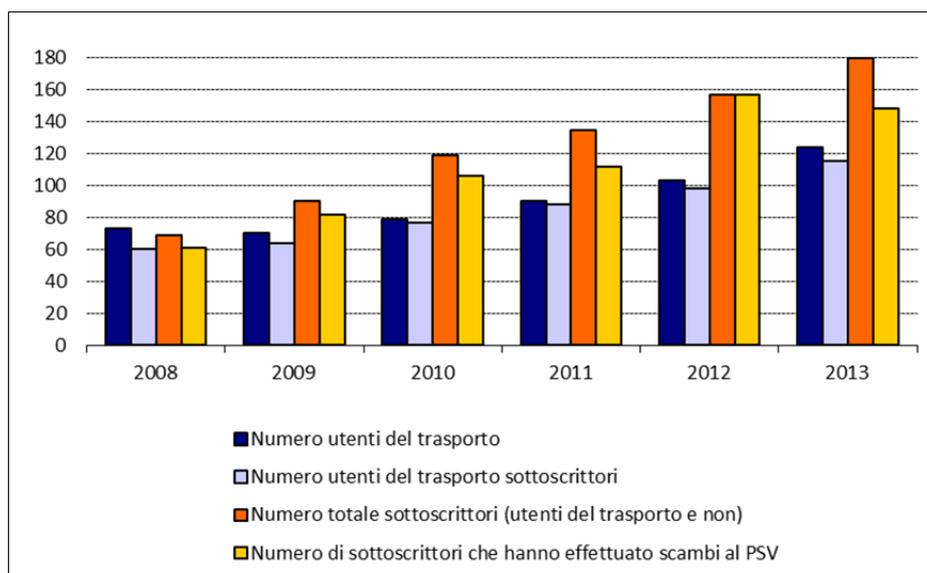
Nato nell'ottobre del 2003, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e alla possibilità per i *trader*, dal novembre 2006, di effettuare transazioni senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto.

Nel 2013, 148 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 prima volta da diversi anni, il numero di sottoscrittori che hanno effettuato scambi al PSV è leggermente diminuito: nel 2012, infatti, erano 157. Anche il numero dei *trader* puri (cioè non utenti del sistema di trasporto) ha evidenziato una contrazione, essendo passato da 59 a 46 unità (Figura 4.8).

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 distintamente 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.

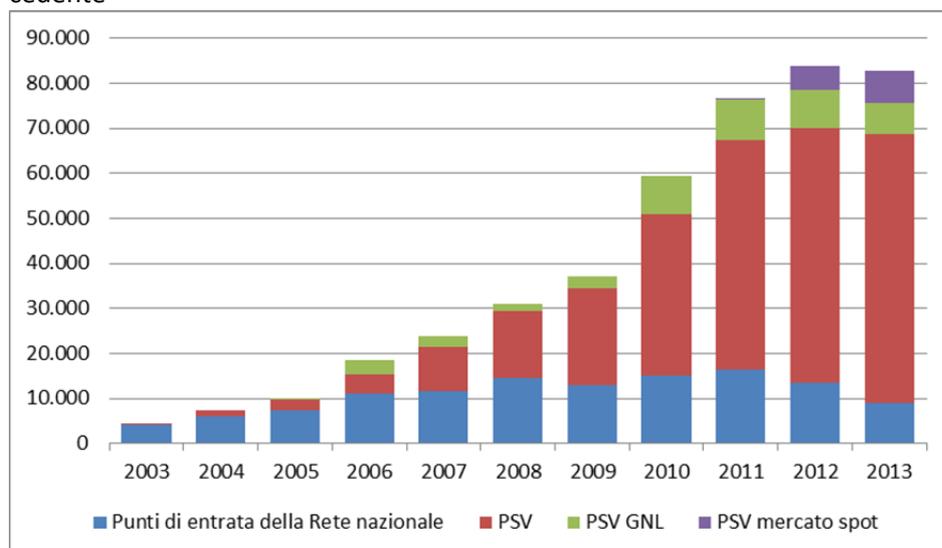
Figura 4.8 Utenti del PSV dal 2008 al 2013



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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.

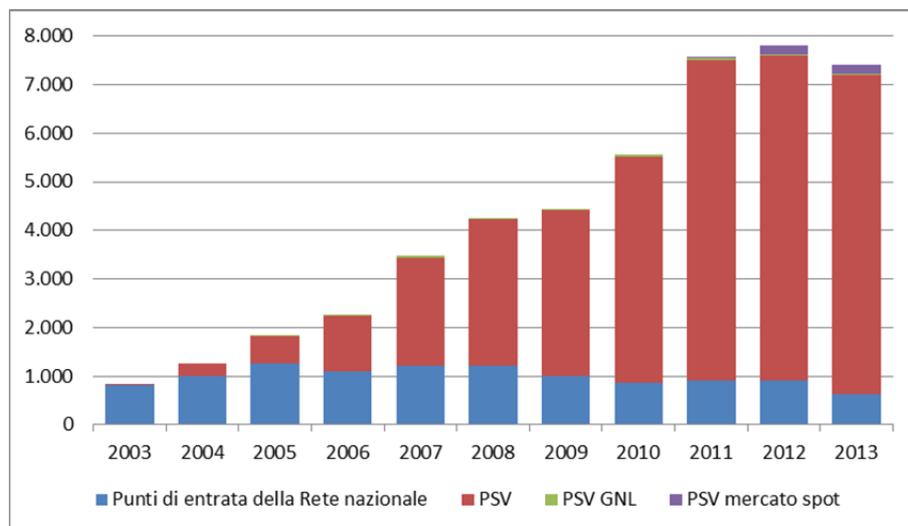
Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati di Snam Rete Gas.

Infatti, la categoria PSV GNL comprende le riconsegne di gas che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia, come pure quelle che avvengono da ottobre 2009 presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico, collegata alla RTN tramite l'entry point di Cavarzere. Da ultimo, nell'ottobre 2013, si sono aggiunte le riconsegne di gas presso il terminale di Livorno, gestito dalla società OLT *Offshore* LNG Toscana.

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 oltre che dal PSV da altre modalità di acquisto: GNL e mercato *spot*.

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.

Infatti, con l'indicazione "PSV mercato *spot*" sono evidenziati i volumi scambiati sulle piattaforme gestite dal GME per i mercati *spot*: P-GAS, M-GAS e PB-GAS. Quest'ultima 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.

Nel 2013 i volumi scambiati sulla PB-GAS sono più di 7 G(m³), mentre solo 1,2 M(m³) (cioè 13.300 MWh) sono stati scambiati sulla Borsa gas (si veda il 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. Le modalità di cessione delle aliquote sono state poi definite con provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità, adottati tra il 2008 e il 2009. 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

negoziante 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.

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.

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 investitori²³⁸ 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.

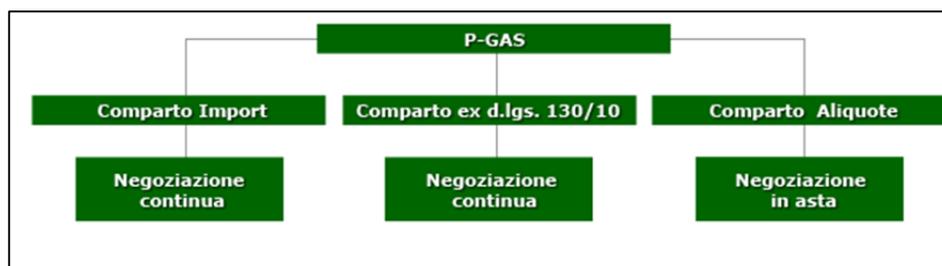
Nel marzo 2012, l'Autorità ha approvato²³⁹ le proposte trasmesse dal GME e dal GSE sulle modalità con cui i soggetti investitori aderenti possono adempiere all'obbligo di offerta dei quantitativi di gas resi disponibili dagli stoccatore virtuali abbinati, per le quote di cui sopra, prevedendo infine 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).

²³⁸ In particolare, i soggetti di cui all'art. 5, comma 1, lettera b), numeri 1 e 3, del decreto legislativo n. 130/10.

²³⁹ Con la delibera 1 marzo 2012, 67/2012/R/gas.

Figura 4.11 Articolazione della P-GAS



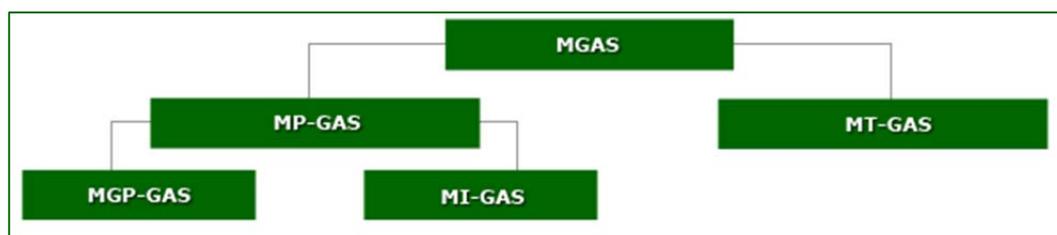
Fonte: GME.

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 tutt'oggi, esso si articola in:

- MGP-GAS (Mercato del giorno prima del gas), nel quale avviene la contrattazione con offerte di vendita e di acquisto relative al giorno-gas successivo. La modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura;
- MI-GAS (Mercato infragiornaliero del gas), nel quale avviene la contrattazione di gas relativa al giorno-gas stesso. La modalità di negoziazione è continua;
- MT-GAS (Mercato a termine del gas), nel quale la modalità di negoziazione è continua.

Infatti, 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).

Figura 4.12 Articolazione della M-GAS



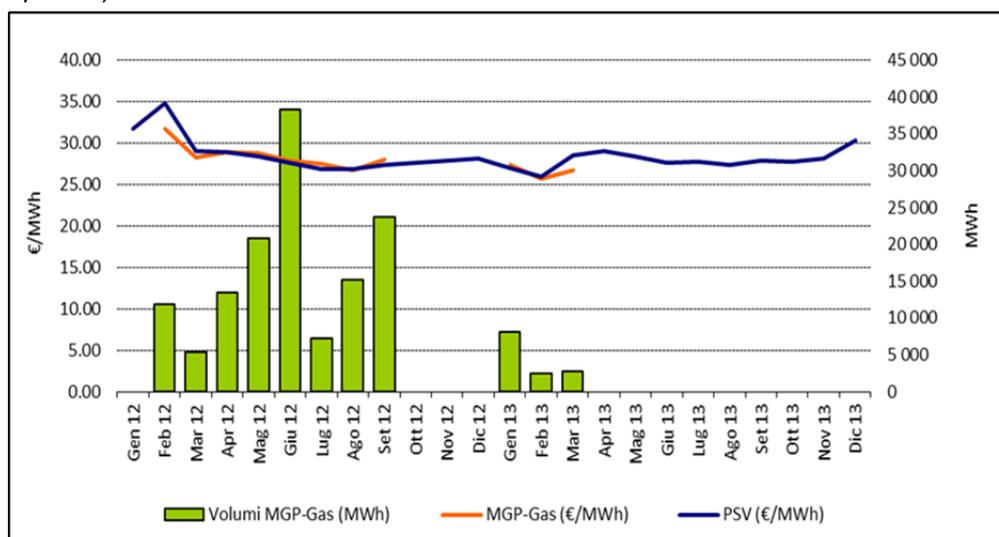
Fonte: GME.

Nel corso dell'anno 2013, sull'MGP-GAS la fase di negoziazione in modalità continua ha visto soltanto quattro sessioni, su 364 disponibili, con almeno un abbinamento per un totale di 13.300 MWh scambiati, in calo del 90% rispetto al 2012 (Figura 4.13). Il prezzo medio che si è registrato è stato di 26,80 €/MWh, anch'esso in calo rispetto all'anno precedente del 6,6%.

Anche per il MI-GAS, il 2013 è stato caratterizzato da un numero ridotto di scambi con quattro sessioni utili contro le 15 del 2012 (Figura 4.14). Il prezzo medio registrato è stato pari a 27,52 €/MWh, in calo del 5,3% rispetto all'anno precedente a fronte di volumi transitati pari a 3.800 MWh, contro i 36.120 MWh del 2012.

Figura 4.13 Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sul MGP-GAS e volumi scambiati sul MGP-GAS

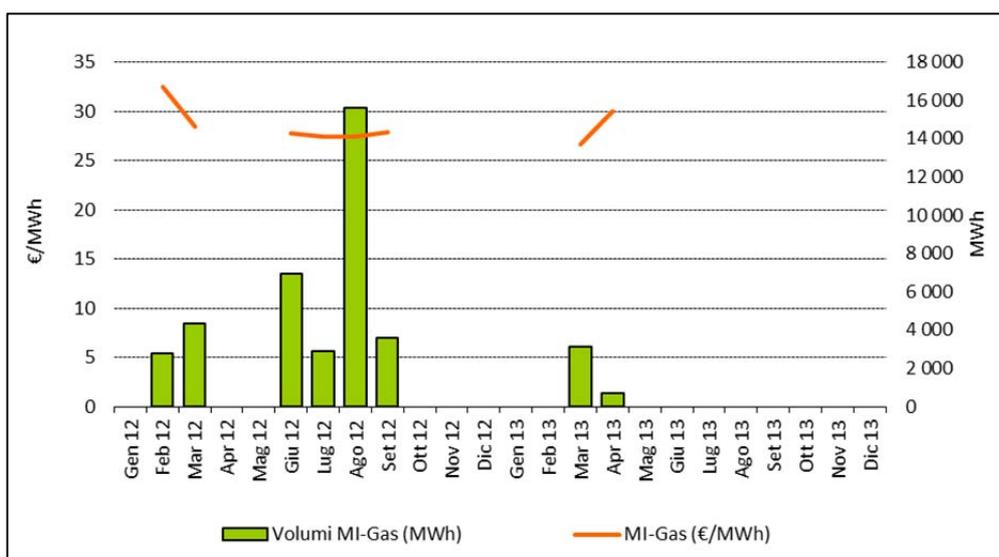
€/MWh, MWh



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

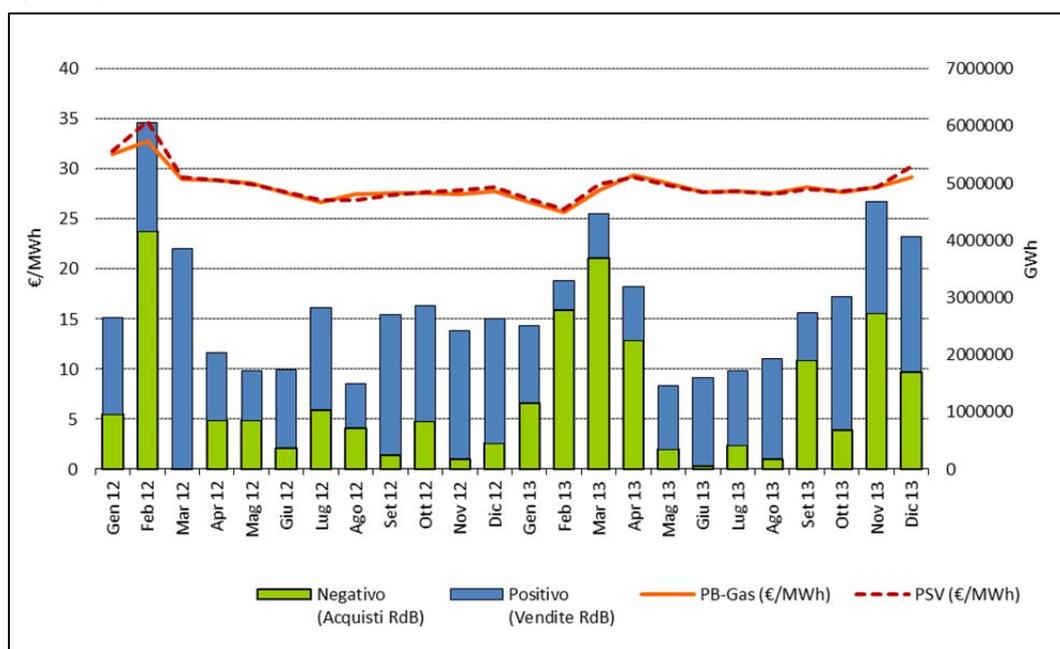


Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati GME.

Nella figura 4.15 sono rappresentati i prezzi e i volumi sulla Piattaforma per il bilanciamento gas, gestita dal GME. Entrata in esercizio alla fine del 2011²⁴⁰, 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.

Figura 4.15 Prezzi e volumi sulla PB-GAS

€/MWh; MWh



Fonte: Elaborazioni AEEGSI su dati GME.

La piattaforma PB-GAS, anche nel 2013, evidenzia il suo ruolo preponderante e centrale nei mercati del gas, confermando le indicazioni positive emerse già nel 2012 in termini sia di operatori iscritti e attivi (74 e 73), sia di volumi complessivi scambiati pari a 40,9 TWh (in crescita del 17% sul 2012), ovvero al 6% circa di quanto consegnato da Snam. I volumi negoziati su tale piattaforma rappresentano il 98,3% 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 questi ultimi, come dimostra l’impennata dei volumi abbinati al di fuori delle necessità di bilanciamento (6 TWh pari a circa il 15%). I restanti volumi, pari a 34,9 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 2013 essi sono stati pari a 17.833 GWh in sbilanciamento negativo (acquisti da parte dell’RdB) e 16.767 GWh in sbilanciamento positivo (vendite da parte dell’RdB).

²⁴⁰ Con la delibera 14 aprile 2011, ARG/gas 45/11.

Il prezzo medio registrato sulla PB-GAS nel 2013 risulta in lieve flessione rispetto al 2012, attestandosi a 27,86 €/MWh (-2,3%), di poco inferiore al prezzo medio del PSV pari a 27,99 €/MWh, -3% rispetto al 2012. 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.

Va segnalato che il 14 novembre è stato introdotto il Comparto G-1, un vero e proprio mercato del giorno prima dove, su base volontaria, diverse risorse flessibili, tra cui GNL e lo stoccaggio di Edison, possono essere chiamate a rispondere alle possibili offerte di Snam. Tale mercato si è però dimostrato, negli ultimi mesi del 2013, scarsamente liquido.

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

L'art. 30, della legge 23 luglio 1999, n. 99, ha previsto che la gestione economica del mercato del gas naturale sia affidata in esclusiva al Gestore del mercato elettrico (ora Gestore dei mercati energetici - GME) il quale assume la gestione delle offerte di acquisto e vendita del gas naturale e di tutti i servizi connessi secondo criteri di merito economico.

Inoltre, il medesimo art. 30, della legge n. 99/09, prevede che la disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal GME, sia approvata con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentite le competenti commissioni parlamentari e l'Autorità. Successivamente, l'art. 32, comma 2, del decreto legislativo n. 93/11, ha previsto che il GME assumesse la gestione dei mercati a termine fisici del gas naturale, e che a tal fine l'Autorità fissasse le condizioni regolatorie atte a garantire al GME lo svolgimento di tali attività, ivi compresa quella di controparte centrale delle negoziazioni concluse dagli operatori sui predetti mercati, nonché la possibilità di operare come utente presso il PSV, con relativa titolarità di un conto sul PSV e come utente del mercato del bilanciamento del gas naturale.

Nel corso del 2013, l'Autorità è intervenuta nell'ambito del procedimento di definizione della disciplina del mercato del gas, esprimendo²⁴¹ parere favorevole alla disciplina del mercato del gas predisposta dal GME. Inoltre, con la medesima delibera l'Autorità ha definito i criteri per la gestione del rischio di controparte delle transazioni concluse presso la piattaforma del GME; ciò con riferimento sia alla determinazione delle garanzie richieste, sia agli strumenti attivabili ai fini della copertura dei debiti non coperti dalle medesime garanzie.

Con il decreto 6 marzo 2013, il Ministro dello sviluppo economico ha approvato, ai sensi dell'art. 30, comma 1, della legge n. 99/09, la disciplina del mercato del gas naturale come integrata dal GME in esito al sopra richiamato parere dell'Autorità e al parere espresso dalle competenti commissioni parlamentari.

²⁴¹ Con la delibera 10 gennaio 2013, 4/2013/l/gas.

Pertanto, al fine di completare la definizione delle condizioni regolatorie per lo svolgimento delle negoziazioni presso il mercato del gas naturale, l'Autorità ha approvato²⁴² la convenzione tra il GME e Snam Rete Gas in base alla quale i medesimi soggetti si coordinano ai fini della registrazione delle transazioni effettuate presso il predetto mercato nell'ambito dei bilanci di trasporto. Inoltre, confermato e integrato i criteri precedentemente espressi²⁴³, relativi alla gestione del rischio di controparte. A seguito dell'emanazione della predetta delibera, il Ministero dello sviluppo economico, con decreto 9 agosto 2013, ha definito la data del 2 settembre 2013 per l'avvio del mercato gestito dal GME.

Si segnala infine che, alla fine del 2013, l'Autorità ha confermato²⁴⁴ per l'anno 2014 la misura dei corrispettivi applicati dal GME per la partecipazione alle negoziazioni presso la piattaforma per il bilanciamento e ha espresso parere favorevole al Ministro dello sviluppo economico in relazione a modifiche della disciplina del mercato del gas predisposte dal GME.

Nel 2013 sono proseguite le attività previste dal decreto legislativo n. 130/10, che ha introdotto, in luogo dei c.d. "tetti antitrust"²⁴⁵, 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.

In particolare, anche per il 2013 i soggetti industriali che finanziano la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio hanno potuto usufruire delle c.d. "misure transitorie/stoccaggio virtuale", ossia delle disposizioni che anticipano, in forma virtuale, benefici equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la capacità di stoccaggio finanziata fosse già operativa (art. 9 del decreto legislativo n. 130/10). Tale meccanismo è previsto fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio, e comunque non oltre il 2015.

Per il servizio fisico di stoccaggio virtuale per l'anno termico 2014-2015, l'Autorità ha definito²⁴⁶ i corrispettivi massimi relativi all'obbligo di offerta nelle procedure di selezione degli stoccatore virtuali, per un quantitativo minimo pari al 50% del servizio, da approvvigionare al soggetto che aderisce all'attuazione delle misure di cui all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 130/10 (Eni).

Nel marzo 2014 si sono svolte le procedure di assegnazione a mercato della capacità di stoccaggio gas per il 2014-2015, previste dal decreto legislativo n. 130/10. Sono stati ceduti 2.206.480 GJ, contro i 9.240.210 GJ offerti, a un prezzo medio di 0,251671 €/J.

Monitoraggio dei mercati all'ingrosso

Nel giugno 2013, l'Autorità ha integrato²⁴⁷ il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale²⁴⁸, al fine di razionalizzare la raccolta delle informazioni oggetto degli obblighi informativi previsti in capo alle imprese di

²⁴² Con la delibera 7 agosto 2013, 365/2013/R/gas.

²⁴³ Con la citata delibera 4/2013/I/gas.

²⁴⁴ Con la delibera 19 dicembre 2013, 616/2013/R/gas.

²⁴⁵ Vale a dire i limiti alle immissioni in rete e delle vendite ai clienti finali, di cui al decreto legislativo n. 164/00.

²⁴⁶ Con la delibera 30 gennaio 2014, 22/2014/R/gas.

²⁴⁷ Con la delibera 28 giugno 2013, 284/2013/R/gas.

²⁴⁸ Normato dalla delibera 28 ottobre 2009, ARG/gas 161/09.

trasporto, stoccaggio e rigassificazione e al GME. Tale intervento si inserisce nel percorso di rafforzamento delle attività di monitoraggio già in corso, con l'obiettivo di pervenire a un monitoraggio stabile e accurato del grado di sicurezza e di concorrenza del mercato del gas naturale, sia a livello nazionale, sia a livello sovranazionale.

L'Autorità svolge attività di monitoraggio anche attraverso specifiche istruttorie; tra queste, particolare rilievo merita l'istruttoria conoscitiva, avviata con la delibera 7 agosto 2013, 364/2013/E/gas, sulla struttura di costo del mercato della vendita al dettaglio del gas naturale per l'anno termico 2013-2014. Gli esiti dell'istruttoria, che è stata chiusa con la delibera 20 febbraio 2014, 67/2014/E/gas, sono riportati nel Capitolo 5 (vedi il paragrafo "Indagini e misure imposte per la promozione della concorrenza").

4.2.2 Mercati al dettaglio

I risultati provvisori dell'Indagine annuale sui settori dell'energia elettrica e del gas evidenziano che nel 2013 sono stati venduti al mercato finale 63,3 G(m³), 1,2 in meno rispetto al 2012. La contrazione è stata, quindi, dell'1,9%, inferiore a quelle realizzate nei due anni precedenti che avevano superato il 5%.

Il numero di venditori attivi in questo segmento della filiera è invece ulteriormente cresciuto di 17 unità: dai 313 operatori presenti nel 2012, è salito infatti a 330²⁴⁹. Così come osservato nel mercato dell'energia elettrica, anche il numero di venditori di gas è in costante crescita da molti anni, nonostante sia ormai dal 2006 che il mercato non si espande.

Tavola 4.5 Vendite e prezzi al mercato finale nel 2013

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Venditori puri	229	17.965	51.92
Operatori misti	101	45.374	41.03
Totale	330	63.338	44.12

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Dei poco più di 63 G(m³) di gas venduti nel mercato finale, circa 18 sono stati ceduti da venditori puri mentre i restanti 45 sono stati intermediati da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso. Il prezzo mediamente praticato ai clienti finali è risultato pari a 44,12 c€/m³, diminuito di 1,42 c€ (-3,1%) rispetto al 2012. Al solito, il prezzo medio praticato dai venditori puri è risultato di 51,92 c€/m³, un valore nettamente più elevato di quello offerto dagli operatori misti, pari a 41,03 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

²⁴⁹ 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 436 imprese sulle 508 che nell'Anagrafica operatori dell'Autorità hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita di gas nel corso del 2013 (anche soltanto per un periodo limitato dell'anno). A parte le 39 imprese che hanno dichiarato di essere rimaste inattive, sulle restanti 397 ve ne sono 67 che hanno venduto gas esclusivamente nel mercato all'ingrosso. I soggetti che hanno operato nel mercato al dettaglio sono risultati, quindi, 330.

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 2013 il numero di operatori sul mercato della vendita finale è cresciuto, al contrario delle quantità complessivamente vendute, che sono scese da 64,6 a 63,3 G(m³). Il volume medio unitario di vendita è quindi sceso del 6,8%, passando da 206 a 192 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 2013, in ordine cronologico, sono da annoverare:

- nel mese di gennaio Azienda Energetica – Etschwerke, la storica società di Bolzano attiva anche nel settore dell'energia elettrica, ha ceduto alla controllata Azienda Energetica Trading il ramo d'azienda relativo alla vendita di gas naturale a clienti finali del mercato libero, riservando per sé la vendita a clienti tutelati;
- all'inizio di marzo E.On Energy Trading ha cambiato ragione sociale in E.On Global Commodities, quest'ultima ha poi incorporato (in maggio) E.On Ruhrgas; nello stesso mese Eni ha acquisito il 100% delle quote di Asa Trade che, dunque, è entrata a fare parte del gruppo Eni, mentre Genia Energia, società in liquidazione, ha ceduto il ramo d'azienda relativo alla vendita di gas naturale a Energia Ambiente Servizi;
- nel mese di giugno BPP ha conferito il ramo d'azienda riguardante la vendita di gas naturale a clienti finali e all'ingrosso a My Energy;
- a settembre Estra Energia ha parzialmente acquisito una parte dell'attività di vendita a clienti finali gas da ESE Gas; inoltre, AMSC Commerciale Gas ha cambiato gruppo societario dopo le modifiche intervenute nel suo capitale sociale, divenuto di proprietà (con il 25% ciascuna) delle società Agesp Energia, Gelsia, Canarmino e Acel;
- in ottobre Shell Energy Italia ha acquisito l'attività di vendita del gas, sia all'ingrosso, sia al dettaglio, da Shell Italia;
- in novembre Axogas ha cambiato ragione sociale in C.U.RA Gas & Power, divenendo soggetta a direzione e coordinamento di C.U.RA., il Consorzio Utilities Ravenna che nel 2000 si è costituito, su iniziativa dell'Associazione degli Industriali della provincia di Ravenna, per approvvigionarsi all'ingrosso di energia elettrica e gas naturale; nello stesso mese, inoltre, BG Gas Marketing Trading Italia si è estinta a seguito di incorporazione in BG Italia;
- in dicembre Polargas è entrata nel gruppo CPL Concordia che ne possiede il 100% del capitale sociale, così come Est Più è entrata nel gruppo Eni a seguito dell'acquisizione al 100% del suo capitale; Sicme Energy ha ceduto l'attività di vendita a clienti finali gas a Sicme Energy e Gas; Medicea Gas ha ceduto a Energetic l'attività di vendita gas, sia all'ingrosso, sia al dettaglio.

Dall'inizio del 2014, inoltre, Acea Energia ha incorporato Acea Energia Holding e nel mese di febbraio Acam Clienti è entrata a far parte del gruppo Eni, che ha acquisito il 100% delle quote.

Nel corso del 2013 ben 19 imprese hanno dichiarato di aver avviato l'attività di vendita a clienti finali nell'ambito dell'Anagrafica operatori dell'Autorità, mentre otto società hanno dichiarato di

cessarla; sette imprese hanno dichiarato di aver avviato l'attività di acquisto e vendita all'ingrosso di gas naturale contro tre che hanno dichiarato di cessarla. Il saldo, dunque, è positivo in entrambe le attività.

Il 7,6% (vale a dire 25 soggetti) dei 330 venditori attivi che hanno risposto all'Indagine annuale serve clienti in tutto il territorio nazionale cioè in tutte e 19 le regioni italiane metanizzate²⁵⁰; un quarto dei venditori (il 24,8%) ha venduto energia elettrica in un numero di regioni compreso tra 6 e 18; le restanti 223 imprese (il 67,6%) hanno operato in un numero di regioni compreso tra 1 e 5.

La composizione societaria del capitale sociale dei venditori di gas al 31 dicembre 2013, limitata alle partecipazioni dirette di primo livello, mostra una scarsa presenza straniera: solo 22 società (sulle 319 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.

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).

Tavola 4.6 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2013

Volumi in M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA
Eni	16.375	25,9%
Edison	7.555	11,9%
Enel	5.803	9,2%
Gdf Suez	3.137	5,0%
E.On	2.904	4,6%
Iren	2.482	3,9%
Hera	2.123	3,4%
Royal Dutch Shell	1.764	2,8%
A2A	1.588	2,5%
Sorgenia	1.406	2,2%
Ascopiave	897	1,4%
E.S.TR.A.	745	1,2%
Erogasmet	529	0,8%
Dolomiti Energia	459	0,7%
Unogas	439	0,7%
Linea Group Holding	429	0,7%
Erg	419	0,7%
Suisse Power & Gas	381	0,6%
Agsm Verona	377	0,6%
Enerxenia	366	0,6%
Altri	13.161	20,8%
TOTALE	63.338	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

²⁵⁰ In Sardegna il servizio gas non è presente.

Nel 2013 il livello della concentrazione nel mercato della vendita finale è leggermente diminuito, rispetto al 2012, ma resta piuttosto elevato: i primi tre gruppi controllano il 46,9%, mentre l'anno precedente la quota era pari al 49,3%. Considerando i primi cinque gruppi, la porzione di mercato servita sale al 56,5% (contro il 58,8% del 2012).

L'indice di Herfindahl-Hirshmann calcolato sul mercato della vendita risulta pari a 991, un livello molto vicino al valore soglia di 1.000, al di sotto del quale la concentrazione viene normalmente giudicata scarsa.

Rispetto al 2012 il peso di Eni è diminuito di circa un punto percentuale, ma resta più che doppio rapportato a quello di Edison, che – come nel 2012 – è il secondo operatore. La distanza tra il secondo e il terzo soggetto, Enel, si è ampliata per la diminuzione di un punto percentuale registrato nella quota di Enel. Le vendite di Edison sono rimaste stabili a 7,5 G(m³), mentre quelle di Enel si sono ridotte di un miliardo di metri cubi, portandosi a 5,8 G(m³). La relativa quota, quindi, è scesa al 9,2% dal 10,5% osservato nel 2012.

Circa l'avvicendamento dei gruppi nelle varie posizioni della classifica, è da sottolineare l'ascesa di Sorgenia, che nel 2013 ha raggiunto il decimo posto in classifica dal quattordicesimo che occupava nel 2012. Rispetto a quell'anno, i volumi di vendita sono triplicati, ma ciò è avvenuto in gran parte per un cambio nelle scelte gestionali del gruppo che nel 2013 ha scelto di rifornire i propri impianti di produzione termoelettrica con gas commercializzato direttamente da imprese appartenenti al gruppo, mentre nel 2012 erano approvvigionati prioritariamente da soggetti terzi.

Anche Dolomiti Energia registra un miglioramento dalla diciannovesima alla quattordicesima posizione, grazie a un aumento delle vendite del 10%.

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 2013 sono provvisori.

Lo scorso anno, 21,6 milioni di clienti (punti di riconsegna) hanno assorbito 73,8 G(m³), 10,5 dei quali sono stati destinati all'autoconsumo e, come si è già visto, 63,3 alla vendita.

In generale i quantitativi di gas sono diminuiti rispetto al 2012 su quasi ogni tipo di mercato: gli autoconsumi, che perlopiù afferiscono al settore termoelettrico, hanno registrato una diminuzione del 17,3%, mentre la perdita nelle vendite è stata più contenuta, pari all'1,9%. Il numero di clienti che hanno acquistato il gas per autoconsumo è diminuito del 21%, viceversa i clienti del mercato della vendita sono cresciuti nel complesso di circa 95.000 unità. Il mercato tutelato ha subito un drastico calo, -17,9% in termini di volumi e -7,7% in termini di clienti, e ciò per almeno tre ragioni: il perdurare della crisi economica, che ha sicuramente indotto i consumatori a ridurre le quantità di consumo per spendere meno; lo spostamento sul mercato libero, nel tentativo di trovare prezzi e condizioni di acquisto più favorevoli; e, soprattutto, la graduale espulsione – *ope legis* – dalla tutela di tutte le categorie di clienti non domestiche.

La prima motivazione trova conferma in tutti i dati sinora analizzati, relativi agli altri segmenti della filiera (produzione, importazioni e distribuzione) che nel 2013 hanno invariabilmente evidenziato una contrazione, seppure in misura differente. La seconda motivazione è rafforzata dalle analoghe considerazioni effettuate a proposito del mercato elettrico (vedi il paragrafo 3.2.2). La terza fa riferimento a quanto ha stabilito il decreto legge 21 giugno 2013, n. 69, in base al quale dal

momento della sua entrata in vigore (22 giugno 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 pubblico²⁵¹. 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'Autorità²⁵² 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 dal mercato tutelato e i dati raccolti ne danno evidenza.

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		
	2012	2013	VAR. % 2013/2012	2012	2013	VAR. % 2013/2012
Mercato tutelato	18.002	14.781	-17,9%	17.361	16.021	-7,7%
Domestico	13.900	12.571	-9,6%	16.520	15.591	-5,6%
Condominio uso domestico	1.623	1.309	-19,4%	135	128	-5,1%
Commercio e servizi	1.605	608	-62,1%	534	238	-55,4%
Industria	493	157	-68,1%	111	45	-59,3%
Generazione elettrica	4	1	-86,3%	0	0	-37,7%
Attività di servizio pubblico	377	136	-63,9%	60	18	-70,1%
Mercato libero	46.580	48.557	4,2%	4.126	5.561	34,8%
Domestico	2.969	4.058	36,7%	3.337	4.390	31,5%
Condominio uso domestico	1.398	1.516	8,5%	61	70	15,7%
Commercio e servizi	4.711	6.857	45,6%	571	851	49,1%
Industria	19.832	20.183	1,8%	125	179	43,8%
Generazione elettrica	16.909	14.789	-12,5%	1	1	25,8%
Attività di servizio pubblico	762	1.153	51,3%	32	70	120%
Totale gas venduto	64.582	63.338	-1,9%	21.487	21.582	0,4%
Domestico	16.869	16.629	-1,4%	19.858	19.981	0,6%
Condominio uso domestico	3.021	2.825	-6,5%	196	198	1,3%
Commercio e servizi	6.316	7.466	18,2%	1.105	1.090	-1,4%
Industria	20.325	20.340	0,1%	235	224	-4,7%
Generazione elettrica	16.913	14.790	-12,6%	1	1	18,4%
Attività di servizio pubblico	1.140	1.289	13,1%	91	88	-4,1%
Autoconsumi	12.650	10.466	-17,3%	2	2	-21,0%
MERCATO FINALE	77.232	73.805	-4,4%	21.489	21.584	0,4%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

²⁵¹ Più precisamente, prima delle nuove norme, avevano diritto al servizio di tutela i punti di riconsegna nella titolarità dei clienti: domestici, condomini con uso domestico con consumi annui inferiori a 200.000 m³/anno, non domestici con consumi inferiori a 50.000 m³/anno, attività di servizio pubblico.

²⁵² Con la delibera 28 giugno 2013, 280/2013/R/gas.

Per quanto detto finora non stupisce, quindi, che il mercato libero evidenzi sia una crescita molto positiva in termini di clienti, aumentati complessivamente di 1,5 milioni di punti di riconsegna (+34,8%), sia un avanzamento positivo, ma più contenuto, dei volumi di vendita, migliorati in media del 4,2% rispetto al 2012.

Guardando ai tassi di aumento del **numero di clienti**, i più elevati si registrano, infatti, nelle categorie di consumo non domestiche, costrette – come si è appena visto – al passaggio al mercato libero, mentre risultano più modesti, seppure molto positivi, nel caso dei clienti non interessati dalla modifica legislativa (domestici e condomini con uso domestico). L'unica eccezione è rappresentata dall'incremento relativamente più piccolo nel numero di contratti per la generazione elettrica passati al libero nel 2013, ma questo è dovuto al fatto che tale tipologia di clienti era già pressoché integralmente (88%) servita su quel mercato già nel 2012.

Agli allargamenti del numero di clienti non domestici serviti nel mercato libero corrispondono incrementi di entità molto più modesta nei **volumi di acquisto**, anche perché, come si è detto poco sopra, la crisi economica continua a mordere e i consumi tendono a contrarsi. Prova ne sia che i dati di consumo medio unitario per le tipologie di clienti non domestici serviti nel mercato libero risultano tutti in forte caduta (-29,2% nell'industria, -30,5% nella generazione elettrica, -31,2% nelle attività di servizio pubblico e -2,4% nel commercio e servizi). L'unico settore in controtendenza è il domestico. Il consumo medio di questi clienti è diminuito (da 841 a 806 m³/anno) per quelli serviti nel mercato tutelato, ma è cresciuto da 890 a 925 m³/anno per quelli serviti nel mercato libero. Gran parte dei buoni incrementi registrati nei consumi del mercato libero sono stati più che compensati dalle parallele riduzioni sul tutelato. Di conseguenza, valutando il mercato nel suo complesso (al netto degli autoconsumi), si vede che nel 2013 il settore domestico ha assorbito il 26,3% del gas complessivamente consumato, ovvero 16,6 G(m³), i condomini con uso domestico hanno acquisito il 4,5% del gas, ovvero 2,8 G(m³), il commercio ne ha utilizzato l'11,8%, corrispondente a 7,5 G(m³), l'industria ne ha consumato il 32,1%, cioè 20,3 G(m³), la generazione elettrica ne ha assorbito il 23,4%, equivalente a 14,8 G(m³), e, per finire, le attività di servizio pubblico ne hanno consumato il 2%, equivalente a 1,3 G(m³). L'incidenza dei settori dell'industria e della generazione elettrica andrebbe più correttamente valutata includendo gli autoconsumi. Considerando anche questa voce, le rispettive quote, sul totale dei 73,8 G(m³) del mercato finale, salgono, rispettivamente, al 29% e al 32,7%. La porzione di volumi acquistati in media sul mercato libero è salita al 76,7% dal 72,1% osservato nel 2012. 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. Infatti, la quota di volumi acquistati sul mercato libero è pari al 24% nel domestico, al 54% per i condomini, al 92% nel commercio e servizi, al 99% nell'industria (94,2% includendo gli autoconsumi), al 100% nel termoelettrico (61,3% includendo gli autoconsumi) e all'89% negli usi di servizio pubblico.

Le quantità vendute nel 2013 al mercato finale sono complessivamente diminuite dell'1,9% (4,4% se teniamo conto anche degli autoconsumi). Tranne i settori del commercio e servizi e delle attività di servizio pubblico, i cui consumi risultano cresciuti, tutti i comparti hanno ridimensionato i propri volumi di acquisto rispetto al 2012. Particolarmente elevata risulta la riduzione dei consumi termoelettrici (-12,6%), in parte dovuta al calo della produzione di energia elettrica – che in tempi di crisi patisce la contrazione dei livelli generali dell'economia – e in parte alla fortissima concorrenza delle fonti rinnovabili nella generazione elettrica.

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 all'8% per i clienti delle

prime due classi di consumo (meno di 5.000 m³/anno e 5.000-50.000), al 6% per la terza classe (50.000-200.000), al 12% per la quarta (200.000-2.000.000), al 15,9% per la penultima (2-20 milioni) e al 27% 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 nel caso dei condomini o a 50.000 m³ nelle altre attività non di servizio pubblico) si è già detto poco sopra: si tratta di clienti che non avevano mai effettuato una scelta verso il mercato libero pur avendone facoltà, ma che con le nuove disposizioni andranno gradatamente a esaurirsi. Tali quantitativi sono comunque di modesta entità, essendo complessivamente pari a 56 M(m³), cioè allo 0,09% del mercato complessivo.

Tavola 4.8 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2013

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	12.634	1.860	270	17	0	0	14.781
Domestico	12.218	348	4	0	0	0	12.571
Condominio uso domestico	111	1.004	191	3	0	0	1.309
Commercio e servizi	17	83	29	6	0	0	136
Industria	240	327	35	6	0	0	608
Generazione elettrica	47	98	11	1	0	0	157
Attività di servizio pubblico	0	0	0	0	0	0	1
MERCATO LIBERO	4.989	4.951	3.697	7.772	10.047	17.101	48.557
Domestico	3.747	148	110	35	17	0	4.058
Condominio uso domestico	36	1.009	379	90	2	0	1.516
Commercio e servizi	66	325	222	272	268	0	1.153
Industria	950	2.471	1.630	1.272	535	0	6.857
Generazione elettrica	190	997	1.345	5.968	7.897	3.787	20.183
Attività di servizio pubblico	0	1	11	135	1.329	13.314	14.789
TOTALE	17.624	6.811	3.967	7.788	10.047	17.101	63.338

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

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 44 c€/m³ (Tavola 4.9). Tale prezzo nel 2012 era risultato pari a 45,5 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo medio del gas in Italia presenta una diminuzione del 3,3%.

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	2009	2010	2011	2012	2013
SERVIZIO DI TUTELA	48,8	44,6	50,4	57,7	59,0
Inferiori a 5.000	49,5	46,4	52,5	60,1	60,2
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)			43,1	48,2	52,2
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)			42,6	48,1	50,5
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	46,6	38,3	43,1	48,2	51,9
Tra 200.000 e 2.000.000	46,3	34,7	37,9	40,6	48,8
Tra 2.000.000 e 20.000.000	36,0	29,0	30,4	45,9	-
Superiori a 20.000.000	-	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	30,9	30,6	34,9	40,7	39,4
Inferiori a 5.000	43,8	47,0	53,6	61,3	63,8
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)			44,9	51,5	50,9
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)			40,6	48,4	43,9
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	42,2	38,7	43,1	50,3	47,9
Tra 200.000 e 2.000.000	33,0	31,2	34,5	41,1	36,6
Tra 2.000.000 e 20.000.000	29,7	27,6	30,8	36,9	33,8
Superiori a 20.000.000	27,9	29,0	33,1	36,8	32,7
TOTALE	36,6	34,8	39,3	45,5	44,0

(A) 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 del servizio di tutela hanno pagato il gas in media $59 \text{ c€}/\text{m}^3$, mentre $39,4 \text{ c€}/\text{m}^3$ è risultato il prezzo mediamente corrisposto dai clienti del mercato libero; il differenziale globale di prezzo tra i due mercati è dunque pari a $19,6 \text{ c€}/\text{m}^3$, in aumento di $2,6 \text{ c€}/\text{m}^3$ rispetto a quello registrato nell'anno precedente. Tale differenziale di prezzo, che risulta superiore allo scarto massimo registrato nel 2009 ($18 \text{ c€}/\text{m}^3$), 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 trasporto²⁵³, 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 delle condizioni economiche di riferimento stabilite 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 m^3 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.

I clienti più piccoli del servizio di tutela, con consumi inferiori a $5.000 \text{ m}^3/\text{anno}$, risultano pagare mediamente $60,2 \text{ c€}/\text{m}^3$. Questo prezzo è congruente con il valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma $1.400 \text{ m}^3/\text{anno}$, che nel 2013 era pari a $58,6 \text{ c€}/\text{m}^3$ ($89,1 \text{ c€}/\text{m}^3$ 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 $31 \text{ c€}/\text{m}^3$ 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 2013 il costo a copertura della distribuzione è stato di circa $12 \text{ c€}/\text{m}^3$ per il consumatore medio da 1.400 m^3 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.

Interessante è anche osservare lo spaccato dei prezzi medi non soltanto per tipologia di contratto e dimensione dei clienti, ma anche per settore di consumo, come avviene nella tavola 4.10.

Nell'ambito del servizio di tutela, la categoria più rappresentativa risulta quella dei piccoli clienti ($0-5.000 \text{ m}^3$), tipicamente domestici, i quali hanno mediamente corrisposto, nel 2013, un prezzo di

²⁵³ 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.

circa 60 c€/m³ che più si avvicina alla media del servizio (59 c€/m³), mentre nel mercato libero il prezzo medio complessivo si avvicina a quello pagato dai clienti medio-grandi, aventi consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m³/anno.

Nel confronto tra i due mercati, i risultati dipendono dalla tipologia e dalla dimensione dei consumatori.

Per i clienti domestici più piccoli il servizio di tutela appare vantaggioso (-5,2 c€/m³, -7,9%), per i consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m³ annui i due mercati presentano valori quasi identici, mentre per le classi più elevate appare più conveniente il mercato libero. Per i condomini uso domestico il mercato libero risulta generalmente più oneroso. Al contrario, per le attività produttive (servizio pubblico, commercio e altri servizi, industria, generazione elettrica) si riscontra una convenienza del mercato libero per tutte le classi di consumo.

Tavola 4.10 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2013

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	60,2	52,2	50,5	48,8	-	-	59,0
Domestico	60,2	52,2	45,6	53,8	-	-	59,9
Condominio uso domestico	55,6	50,2	49,5	48,1	-	-	50,6
Attività di servizio pubblico	64,8	56,9	52,8	51,0	-	-	56,8
Commercio e servizi	64,4	56,0	54,0	47,2	-	-	59,1
Industria	62,9	54,8	52,6	47,2	-	-	57,1
Generazione elettrica	56,8	53,0	48,1	44,4	-	-	50,1
MERCATO LIBERO	63,8	50,9	43,9	36,6	33,8	32,7	39,4
Domestico	65,4	52,3	43,6	41,3	38,3	-	63,6
Condominio uso domestico	57,6	55,4	53,1	46,5	35,2	-	54,3
Attività di servizio pubblico	62,0	52,5	49,0	43,4	35,5	-	46,3
Commercio e servizi	59,2	50,4	44,5	39,9	35,9	-	47,1
Industria	56,9	47,0	40,9	35,3	33,4	33,4	35,4
Generazione elettrica	62,3	50,5	45,2	39,7	34,8	32,5	32,7
TOTALE	61,2	51,3	44,4	36,6	33,8	32,7	44,0

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Monitoraggio del livello di trasparenza incluso il rispetto degli obblighi sulla trasparenza e il grado e l'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza.

Il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio (già ampiamente descritto nel Capitolo 3 e nel paragrafo precedente) è finalizzato a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, incluso il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, nonché il livello di partecipazione dei clienti finali e il loro grado di soddisfazione.

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 clienti che ha cambiato fornitore nell'anno solare 2013²⁵⁴, è stata complessivamente pari al 5,9%, ovvero al 45,2% 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 2013 probabilmente risentono, per la clientela non domestica, dei passaggi al mercato libero spinti dalle modifiche normative di cui si è già detto.

Tavola 4.11 Tassi di *switching* dei clienti finali

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	2012		2013	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	4,5%	5,2%	5,5%	7,4%
Condominio uso domestico	5,9%	8,2%	6,5%	11,9%
Attività di servizio pubblico	7,7%	16,3%	15,2%	27,5%
Altri usi	8,2%	54,8%	9,9%	58,5%
di cui:				
fino a 5.000 m ³	6,7%	8,5%	7,8%	12,1%
5.000-50.000 m ³	12,9%	14,2%	16,9%	20,2%
50.000-200.000 m ³	20,8%	21,5%	23,5%	28,2%
200.000-2.000.000 m ³	30,9%	35,3%	29,7%	41,0%
2.000.000-20.000.000 m ³	64,4%	69,6%	60,3%	71,2%
oltre 20.000.000 m ³	70,4%	56,8%	67,2%	56,3%
TOTALE	4,7%	45,2%	5,9%	56,1%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

²⁵⁴ 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.

I cambiamenti di fornitore dei consumatori domestici nel 2013, certamente spontanei, si confermano ancora una volta non particolarmente elevati ma in costante aumento (come accade ormai dal 2008): la porzione di clienti che ha effettuato almeno un cambio è risultata, infatti, del 5,5%, corrispondente a una quota di volumi del 7,4%. Più elevata di un punto percentuale la frazione di condomini con usi domestici che si è rivolta a un altro venditore, per volumi corrispondenti all'11,9% del relativo settore di consumo. Il 15,2% (equivalenti al 27,5% in termini di volumi) degli enti che gestiscono un'attività di servizio pubblico ha scelto di rivolgersi a un nuovo fornitore; si tratta di un tasso piuttosto elevato, ma questa è proprio una delle categorie che in forza di legge devono uscire dal mercato tutelato, per le quali dunque il cambio di contratto è stato sollecitato. Infine, gli "altri usi" che hanno modificato il proprio fornitore sono stati complessivamente il 9,9% del totale in termini di clienti, nonché il 58,5% in termini di volumi. Come sempre, e com'è logico che sia, la ricerca di migliori condizioni contrattuali e di prezzi più favorevoli si fa più intensa all'ampliarsi dei volumi di consumo, quando la spesa per l'acquisto del gas assume cioè livelli significativi.

Tavola 4.12 Tassi di *switching* per regione e tipologia di clienti nel 2013

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO		ALTRI USI		ATT. DI SERVIZIO		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	PUBBLICO		CLIENTI	VOLUMI
							CLIENTI	VOLUMI		
Piemonte	5,6	6,3	7,0	10,1	10,1	64,6	25,3	45,3	6,1	54,0
Valle d'Aosta	1,4	1,6	4,1	6,5	5,9	46,4	19,4	13,1	2,2	37,6
Lombardia	5,1	6,5	7,0	9,9	10,5	53,4	16,2	22,2	5,5	43,8
Trentino Alto Adige	2,3	2,6	3,3	3,0	7,6	55,7	3,2	2,0	2,9	46,4
Veneto	5,1	6,0	8,3	11,9	11,2	61,6	21,1	35,1	5,7	49,7
Friuli Venezia Giulia	5,4	6,1	7,3	10,7	12,4	48,5	18,1	37,1	5,9	41,5
Liguria	4,3	5,6	4,9	6,3	8,0	79,3	13,8	41,7	4,5	58,8
Emilia Romagna	4,6	5,3	3,4	3,8	9,3	52,1	23,3	27,4	5,1	43,7
Toscana	7,1	8,2	7,3	11,1	11,1	57,6	23,6	38,0	7,4	47,9
Umbria	6,8	7,9	6,8	11,1	10,8	51,5	19,9	49,8	7,2	43,7
Marche	5,4	6,8	5,4	6,9	10,1	63,8	12,8	22,4	5,8	47,4
Lazio	6,0	7,7	7,8	10,7	6,4	64,8	5,7	33,5	6,0	49,6
Abruzzo	6,5	8,0	6,4	10,4	9,7	45,3	16,8	37,9	6,9	36,9
Molise	8,1	10,3	5,4	2,5	12,2	81,2	7,4	14,7	8,3	66,7
Campania	6,6	8,0	7,0	4,1	9,3	57,9	7,8	11,6	6,7	47,6
Puglia	5,5	6,2	4,3	4,0	7,2	32,6	8,3	13,9	5,5	28,5
Basilicata	5,1	6,1	3,5	19,2	11,3	64,6	17,3	24,6	5,5	48,1
Calabria	5,9	6,9	3,6	3,1	8,3	28,7	8,0	15,5	6,1	26,0
Sicilia	6,2	7,1	5,1	3,5	7,8	17,7	3,6	8,5	6,2	16,6
TOTALE	5,5	6,6	6,5	9,0	9,7	22,1	15,2	28,7	5,8	13,6
NORD	5,0	6,0	6,3	8,7	10,2	56,9	19,4	29,6	5,4	46,8
CENTRO	6,4	7,8	7,3	10,4	9,5	59,2	12,7	33,4	6,6	47,5
SUD E ISOLE	6,0	6,9	5,7	5,3	8,4	33,1	7,7	13,0	6,1	29,2

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tenuto conto della frammentazione territoriale del mercato gas, i livelli di *switching* a livello territoriale, con dettaglio anche per tipologia di cliente, sono esposti nella tavola 4.12: i clienti

domestici collocati al Centro mostrano nel 2013 una vivacità superiore al resto d'Italia, con tassi di *switching* che mediamente sono superiori alla media nazionale; quelli del Nord, invece, prevalgono negli usi produttivi. I valori territoriali evidenziano complessivamente una discreta omogeneità territoriale, specie nelle zone del Centro-Nord e nei settori a minore intensità di consumo.

Nel caso dei domestici, le percentuali di cambio fornitore del Centro risultano in media pari al 6,4% in termini di clienti e al 7,8% in termini di volumi, contro una media nazionale del 5,5% (clienti) e del 6,6% (volumi). Dati analoghi emergono anche sullo *switch* dei condomini con uso domestico, anch'esso più elevato al Centro rispetto alla media nazionale (7,3% contro 6,5% in termini di clienti e 10,4% contro 9% in termini di volumi). In entrambi questi settori di consumo i valori per macrozona risultano differenziati, ma non in misura eclatante.

Una maggiore distanza tra i tassi del Nord, del Centro e del Sud e Isole (nell'ordine) si osserva nel caso delle attività di servizio pubblico (dove i tassi del Nord risultano più che doppi rispetto a quelli del Sud) e, in modo meno marcato, negli altri usi.

Reclami e segnalazioni

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2013 le comunicazioni relative al settore gas sono state 15.648 (circa il 36,8%). Rispetto al 2012, il numero di comunicazioni è aumentato del 18%, incremento che ha motivazioni comuni a quelle già illustrate per il settore elettrico. Sempre rispetto al precedente periodo non si notano differenze rilevanti nel rapporto tra il numero delle richieste di informazioni e quello dei reclami.

Tavola 4.13 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2012 e nel 2013

	2012		2013	
	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)
Reclami	13.253	34.065	15.114	41.779
Richieste di informazione	437	1.799	534	2.210
TOTALE COMUNICAZIONI	13.690	35.864	15.648	43.989

(A) Totale relativo a settore elettrico, gas e *dual fuel*.

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni per il settore gas ricevute dallo Sportello nel 2013 e suscettibili di classificazione sono i seguenti: bonus 4.506 (29%), fatturazione 5.754 (37%), mercato 2.005 (13%), contratti 1.854 (12%), allacciamenti e lavori 627 (4%). In tali rapporti percentuali, rispetto all'anno 2012, si notano in particolare un ulteriore, sia pur lieve, decremento dei reclami sul bonus gas e un aumento di quelli relativi alla fatturazione, al mercato, ai contratti e agli allacciamenti e lavori.

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 al libero mercato, la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato questioni di presunta violazione del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità, problematiche relative al cambio di fornitore e doppia fatturazione. Nell'argomento mercato sono compresi

anche, a partire dall'1 giugno 2012, i reclami gestiti secondo la procedura speciale prevista per i contratti non richiesti.

Con riferimento all'argomento contratti, la maggior parte delle comunicazioni ha riguardato l'esercizio del diritto di recesso e la cessazione della fornitura, le volture e l'effettuazione di distacchi/ morosità.

Infine, con riferimento all'argomento allacciamenti e lavori, i reclami si sono concentrati su questioni relative alle attivazioni, ai subentri e ai tempi di effettuazione di tali prestazioni.

Tavola 4.14 Argomenti delle comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2013

ARGOMENTI	TOTALE	QUOTE
Fatturazione	5.754	37%
Mercato	2.005	13%
Bonus	4.506	29%
Contratti	1.854	12%
Allacciamenti/Lavori	627	4%
Prezzi e tariffe	166	1%
Qualità tecnica	32	0%
Misura	286	2%
Qualità commerciale	198	1%
Non competenza	220	1%
TOTALE CLASSIFICATI	15.648	100%

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

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 della memoria dell'8 luglio 2013²⁵⁵, l'Autorità ha segnalato una diminuzione delle bollette, anche per effetto di una profonda riforma della filiera all'ingrosso introdotta dall'Autorità, che ha determinato, nell'anno di riferimento, il completo avvio del mercato di bilanciamento di merito economico. Alla fine del 2011 si era partiti con i prezzi italiani del gas all'ingrosso su valori ben superiori a quelli degli altri Paesi europei. Grazie all'avvio del mercato nazionale di bilanciamento di merito economico, nel 2012 lo spread di prezzo tra il mercato spot italiano e quello dei principali *hub* europei si è

²⁵⁵ Delibera 298/2013/l/com.

progressivamente ridotto fino ad azzerarsi. In merito alla problematica degli oneri di sistema nel mercato del gas, la situazione attuale è differente rispetto al mercato elettrico. Infatti, la quota dominante della spesa complessiva dei consumatori è rappresentata dalla materia prima e dalle imposte, mentre gli oneri generali di sistema costituiscono una quota molto ridotta della spesa totale. L'Autorità ha segnalato come tale situazione potrebbe però subire significativi cambiamenti per l'ulteriore e importante crescita attesa della componente parafiscale RE - a copertura degli interventi di efficienza energetica nell'ambito del meccanismo dei certificati bianchi - soprattutto per effetto dell'attivazione, nel 2013, del nuovo meccanismo di incentivazione degli interventi di efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili termiche di piccole dimensioni, il Conto energia termico (CET), i cui costi dovranno essere interamente finanziati attraverso le tariffe del gas naturale.

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

In riferimento alle attività svolte dal Regolatore italiano nel 2013 sono state concluse tre indagini o istruttorie conoscitive (relativamente: alle condizioni di vendita di energia elettrica e gas naturale sul mercato libero; alla trasparenza dei documenti di fatturazione; alle modalità e le tempistiche di fatturazione) comuni al settore elettrico e quindi già ampiamente illustrate al paragrafo 3.2.2.2.

È invece da riportare, per il solo settore gas, l'aggiornamento al 2013 relativo all'**istruttoria conoscitiva sulle modalità di erogazione del servizio di bilanciamento** relativamente al periodo 1 dicembre 2011 – 31 maggio 2012, avviata dall'Autorità nel 2012²⁵⁶.

Nell'ambito di tale istruttoria, nel 2013 sono state segnalate presunte condotte abusive poste in essere da Stogit nei confronti di Speia durante il periodo aprile 2010 – marzo 2011. Di conseguenza, nel mese di marzo l'Autorità ha avviato²⁵⁷ un procedimento per l'adozione di provvedimenti prescrittivi nei confronti di Stogit e di Speia, in relazione a possibili anomalie nella gestione dei prelievi di gas da riserva strategica.

Il procedimento è stato chiuso²⁵⁸ il 22 ottobre prevedendo:

- di non adottare alcun provvedimento nei confronti di Stogit, non essendovi evidenza, da parte dell'esercente il servizio di stoccaggio, di un comportamento volto a impedire la restituzione del gas prelevato da Speia;
- di intimare a Speia di presentare un piano di riconsegna del gas prelevato da riserva strategica.

Il 31 ottobre, trascorso infruttuosamente il termine per la presentazione del piano di riconsegna da parte di Speia, l'Autorità ha proposto²⁵⁹ al Ministero dello sviluppo economico la revoca, ai sensi dell'art. 7, comma 2, del decreto ministeriale 26 settembre 2001, dell'autorizzazione alla vendita rilasciata a Speia, in ragione dell'omesso pagamento del gas prelevato da riserva

²⁵⁶ Con la delibera 5 luglio 2012, 282/2012/R/gas. Il periodo oggetto di tale istruttoria, che è stata descritta ampiamente nell'*Annual Report* dello scorso anno, è stato successivamente esteso, con la delibera 25 ottobre 2012, 444/2012/R/gas, sino al 23 ottobre 2012; a seguito di nuova comunicazione con cui Snam Rete Gas ha segnalato un caso in cui le garanzie prestate da un utente sono state disconosciute dall'istituto emittente.

²⁵⁷ Con la delibera 4 marzo 2013, 91/2013/S/gas.

²⁵⁸ Con la delibera 22 ottobre 2013, 463/2013/E/gas.

²⁵⁹ Con la delibera 31 ottobre 2013, 490/2013/E/gas

strategica. In data 21 gennaio 2014, il Ministero dello sviluppo economico ha comunicato che, a decorrere dall'1 febbraio 2014, la società Speia sarebbe stata cancellata dall'elenco dei soggetti abilitati alla vendita, pubblicato dal medesimo ministero.

Nel corso del 2013 l'Autorità ha inoltre svolto un'intensa attività di vigilanza e controllo orientata alla verifica delle condizioni di erogazione dei servizi di pubblica utilità (qualità del servizio, sicurezza, libero accesso alle reti, mercati, tariffe, integrazioni tariffarie, incentivi alla produzione ecc.) e alla determinazione dei vantaggi, nonché dei miglioramenti, dei servizi erogati ai clienti e ai consumatori finali. In esito alle attività ispettive, l'Autorità può sia adottare provvedimenti di tipo prescrittivo (ordini di cessazione dei comportamenti lesivi dell'utenza, intimazioni ad adempiere) e sanzionatorio, oppure impegni ripristinatori nei casi in cui siano state accertate inadempienze o violazioni della normativa, sia stabilire il recupero amministrativo degli importi indebitamente percepiti.

Delle 135 ispezioni e richieste di informazioni condotte dall'Autorità nel 2013 (in collaborazione con altre istituzioni e la Guardia di Finanza) nell'ambito delle proprie attività di vigilanza e monitoraggio sull'applicazione della regolazione energetica, 75 hanno riguardato il settore gas. I principali ambiti di intervento hanno riguardato la qualità del gas (grado di odorizzazione, potere calorifico e pressione) e la sicurezza del servizio.

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. La tavola 5.1 illustra lo stato di attuazione nel nostro Paese delle misure previste in tale Allegato.

Tavola 5.1 Stato di adempimento delle misure previste dall'Allegato 1.

COMMA 1	LETT.	STATO DI ADEMPIMENTO
<i>Abbiano diritto a un contratto con il loro fornitore del servizio di energia elettrica/gas che specifichi una serie di aspetti.</i>	a)	Tale obbligo è coperto dall'Allegato A alla delibera ARG/com 104/10 (Codice di condotta commerciale), il quale stabilisce le informazioni che devono essere fornite prima della conclusione di un contratto e le principali clausole che, pur fissate autonomamente dalle parti, devono essere contenute in un contratto. Lo stesso Codice di condotta commerciale prevede inoltre che i contratti vengano sempre consegnati al cliente finale anche su supporto durevole. Attualmente l'unico indennizzo non ancora previsto è quello relativo alla fatturazione tardiva, mentre nei casi di fatturazione imprecisa la disciplina delle rettifiche di fatturazione consente al cliente di ottenere un indennizzo nel caso di un ritardo superiore a 90 giorni nella rettifica di una fattura già pagata. Per i clienti serviti in maggior tutela (settore elettrico) o in regime di tutela (settore gas) l'obbligo è ottemperato dalle delibere n. 200/99 e n. 229/01.
<i>Ricevano adeguata comunicazione dell'intenzione di modificare le condizioni contrattuali e siano informati del loro diritto di recesso al momento della comunicazione.</i>	b)	L'art. 13 del Codice di condotta commerciale prevede che il cliente debba essere preavvisato con 90 giorni di anticipo delle modifiche contrattuali e abbia diritto a recedere senza costi, se non concorda con le nuove condizioni. La facoltà di modifica unilaterale deve essere esplicitamente prevista in contratto, altrimenti non può essere esercitata.
<i>Ricevano informazioni sui prezzi e sulle tariffe vigenti, nonché sulle condizioni tipo per quanto riguarda l'accesso ai servizi di energia elettrica e gas e l'uso dei medesimi.</i>	c)	L'art. 10 del Codice di condotta commerciale prevede che nei contratti sia presente una sezione sintetica in cui siano chiaramente espressi i costi che il cliente sopporta per la fornitura di energia elettrica e gas. Inoltre il Titolo IV, sempre del Codice di condotta commerciale, prevede che almeno ai clienti domestici venga consegnata una scheda di confronto della spesa annua che i clienti sosterebbero aderendo a una determinata offerta completa della illustrazione degli eventuali oneri connessi con la richiesta di prestazioni diverse.
<i>Dispongano di una ampia gamma di metodi di pagamento.</i>	d)	Non vi sono obblighi connessi con la molteplicità dei metodi di pagamento; tuttavia nel caso dei clienti serviti in regime di maggior tutela o di tutela almeno una modalità di pagamento deve essere gratuita.

<p><i>Le condizioni generali devono essere eque e trasparenti, nonché specificate in un linguaggio chiaro e comprensibile. I clienti sono protetti dai metodi di vendita sleali e ingannevoli.</i></p>		<p>L' art. 10 del Codice di condotta commerciale prevede che i contratti siano redatti utilizzando un carattere di stampa leggibile e un linguaggio chiaro e comprensibile per tutti i clienti finali.</p> <p>Nei settori elettrico e gas, con le delibere 153/2012/R/com e 266/2014/R/com sono state rafforzate e ampliate le misure preventive, già prefigurate dal Codice di condotta commerciale, volte a contrastare possibili pratiche scorrette poste in essere nei confronti dei clienti finali al momento del contatto funzionale alla sottoscrizione di una nuova offerta; è stata inoltre messa a punto una procedura volontaria volta a ripristinare la situazione contrattuale precedente all'eventuale contratto non richiesto.</p> <p>Una competenza generale in tema di metodi di vendita sleali e ingannevoli è poi in capo all'Autorità garante della concorrenza e del mercato.</p>
<p><i>Non devono sostenere spese per cambiare fornitore.</i></p>	e)	<p>Non sono previsti oneri a carico del cliente finale per il cambio fornitore.</p>
<p><i>Beneficino di procedure trasparenti, semplici e poco onerose per l'esame dei reclami.</i></p>	f)	<p>La regolazione della qualità commerciale della vendita (allegato A alla delibera ARG/com 164/08) prevede che i venditori rispondano ai reclami dei clienti in modo completo in un tempo massimo di 40 giorni solari. Il mancato rispetto di questo obbligo comporta l'erogazione di un indennizzo automatico a favore del cliente.</p>
<p><i>Beneficino di informazioni sui loro diritti in materia di servizio universale (clienti elettrici) o sui loro diritti a essere approvvigionati a prezzi ragionevoli (clienti gas).</i></p>	g)	<p>Le informazioni di riferimento per i consumatori sono contenute nel sito web dell'Autorità, nell'apposita pubblicazione <i>Atlante dei diritti del consumatore di energia</i>. Le informazioni sono disponibili anche attraverso il <i>call center</i> dello Sportello per il consumatore di energia che costituisce il punto unico di contatto nazionale sia per il settore elettrico, che per il settore del gas.</p>
<p><i>Possano disporre dei propri dati di consumo e consentire a qualsiasi impresa di fornitura registrata di accedere, in base a un accordo espresso e a titolo gratuito, ai dati relativi ai propri consumi.</i></p>	h)	<p>In corso di definizione.</p>
<p><i>Siano adeguatamente informati del consumo effettivo e dei relativi costi, con frequenza tale da consentire loro di regolare il proprio consumo</i></p>	i)	<p>I dati sui consumi raccolti dal distributore con frequenza mensile per l'elettrico e con frequenza diversa a seconda del consumo annuo per il gas (mensile, trimestrale o quadrimestrale) vengono riportati in bolletta.</p>
<p><i>Ricevano un conguaglio definitivo, a seguito del cambio di fornitore, non oltre sei settimane dopo aver effettuato fornitore detto cambio.</i></p>	j)	<p>Non vi sono obblighi connessi con i tempi di emissione del conguaglio definitivo.</p>
<p>COMMA 2</p>		
<p><i>Gli Stati membri assicurino l'attuazione di sistemi di misurazione intelligenti, che favoriscano la partecipazione attiva dei consumatori nel mercato della fornitura di energia elettrica e di gas naturale.</i></p>		<p>Nel settore elettrico il <i>roll out</i> degli <i>smart meters</i> è pressoché completato.</p> <p>Nel settore del gas naturale con la delibera 27 dicembre 2013, 631/2013/R/gas, l'Autorità ha aggiornato le tempistiche per il <i>roll out</i> dei contatori 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.</p>

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.

Infine la normativa italiana ha previsto che il Sistema informativo integrato (SII²⁶⁰) 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 (vedi il paragrafo 3.2.2.1).

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), al di là 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;

²⁶⁰ Delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10.

- agevolare la valutazione e la scelta delle offerte nel mercato libero. Rientrano tra queste iniziative la messa a disposizione del Trova offerte e l'imposizione dell'obbligo per il venditore di presentare al cliente finale la scheda di confrontabilità della spesa prima della conclusione del contratto.

Sono inoltre stati attivati protocolli di intesa con le associazioni dei consumatori per promuovere l'informazione dei consumatori.

Il "Codice di condotta commerciale della vendita di energia elettrica e gas ai clienti finali"²⁶¹, 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 2011²⁶² 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 2011²⁶³ è stato anche introdotto il termine di 3 settimane nelle procedure di *switching* previsto dalle direttive 72/2009/CE e 73/2009/CE.

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 gravi condizioni di salute che ricevono un **bonus** o sconto sulla forniture 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.

²⁶¹ Allegato A della delibera ARG/com 104/10.

²⁶² Delibera 27 ottobre 2011, ARG/com 146/11.

²⁶³ Delibera 29 dicembre 2011, ARG/elt 210/11.

Nel 2012 sono state introdotte modifiche alla disciplina del bonus elettrico per i clienti in gravi condizioni di salute (bonus elettrico per disagio fisico)²⁶⁴, descritte in dettaglio nell'*Annual Report* dello scorso anno.

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 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 intervenuta²⁶⁵ 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 intervenuta²⁶⁶ per adeguare le disposizioni del *Testo Integrato Vendita Gas* (TIVG) alle previsioni di cui al decreto legge convertito.

²⁶⁴ 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.

²⁶⁵ Delibera 28 giugno 2013, 280/2013/R/gas.

²⁶⁶ Delibera 17 ottobre 2013, 457/2013/R/gas.

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 previsto²⁶⁷ 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 2013²⁶⁸. Questi interventi hanno consentito un aggancio via via crescente con i prezzi dei mercati *spot*, più bassi di quelli rinvenuti 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 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.

²⁶⁷ Delibera 30 marzo 2012, 116/2012/R/gas.

²⁶⁸ Delibera 28 marzo 2013, 125/2013/R/gas.

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 completamento della riforma nel quarto trimestre 2013 ha determinato nel prezzo complessivo una riduzione di 2,2 c€/m³, pari a -2,5% rispetto al trimestre precedente.

Nel primo trimestre 2014 il prezzo è rimasto stabile, in quanto il rialzo stagionale della materia prima è stato compensato dalla riduzione nella componente per le tariffe di distribuzione e in quella destinata al fondo per le iniziative di efficienza energetica (RE). Nel secondo trimestre 2014 (decorrenza 1 aprile) vi è stato un nuovo e significativo decremento di prezzo (3,26 c€/m³, pari a -3,8%), dovuto essenzialmente alla materia prima, la cui riduzione è stata in parte assorbita dalla componente per la rinegoziazione (CPR).

Il bilancio dall'avvio della riforma fa registrare sinora una diminuzione di circa 10 c€/m³ (oltre il 10%) nel prezzo complessivo.

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 alle disposizioni, disciplinando²⁶⁹ 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

²⁶⁹ Delibera 7 agosto 2013, 362/2013/R/gas.

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.

Dal 2009, per le forniture di gas naturale, è 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 definita²⁷⁰ nell'aprile 2012 ed è stata descritta in dettaglio nell'*Annual Report* dello scorso anno. L'Autorità ha anche previsto un'attività di 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.

Nel giugno 2013, l'Autorità ha avviato²⁷¹ un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di completamento della disciplina del monitoraggio dei contratti non richiesti e per la definizione di criteri, informazioni e modalità di pubblicazione del suddetto elenco dei venditori non richiesti. Contemporaneamente ha presentato²⁷² i propri orientamenti in relazione agli ulteriori indicatori da sviluppare nell'ambito del monitoraggio, alle caratteristiche generali della

²⁷⁰ Delibera 19 aprile 2012, 153/2012/R/com.

²⁷¹ Deliberazione 6 giugno 2013, 244/2013/R/com.

²⁷² Consultazione del 6 giugno 2013, 245/2013/R/com,

graduatoria dei venditori non richiesti, agli indicatori da utilizzare ai fini della costruzione del punteggio finale e al peso relativo.

Sempre nel mese di giugno, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva in materia di trasparenza dei documenti di fatturazione, di cui si è detto nel paragrafo 3.2.2.2. In tema di trasparenza dei documenti di fatturazione, l'Autorità ha previsto interventi specifici nel settore del gas naturale in ragione della riforma delle relative condizioni economiche che, come evidenziato nel paragrafo sulla riforma del gas naturale, ha modificato, eliminato e aggiunto alcune componenti applicate ai clienti finali del servizio di tutela. A tale fine, l'Autorità è intervenuta²⁷³ per definire le modalità di esposizione in bolletta delle varie componenti²⁷⁴, modificando l'articolazione e la terminologia delle voci del c.d. "Quadro di dettaglio" della bolletta.

È stato inoltre aggiornato²⁷⁵ il **Glossario** contenente i principali termini utilizzati nei documenti di fatturazione, in modo da tener conto sia della variazione della terminologia che discende dall'applicazione dei provvedimenti di regolazione adottati dall'Autorità, con particolare riferimento agli interventi in tema di riforma del gas naturale, sia delle modifiche previste dalla normativa primaria e, nello specifico, per tener conto delle modifiche relative all'ambito di tutela gas fissate dal decreto legge n. 69/13 (art. 4, comma 1), convertito con legge n. 98/13.

²⁷³ Delibera 4 luglio 2013, 293/2013/R/com.

²⁷⁴ Precedentemente previste dalla delibera 28 dicembre 2002, ARG/com 202/09.

²⁷⁵ Delibera 7 novembre 2013, 500/2013/R/com.

5.2 Gestione delle controversie

Per la gestione delle controversie è attivo il **Servizio conciliazione clienti energia**, istituito²⁷⁶ dall'Autorità nel 2012 in attuazione dell'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, mediante l'avvalimento dell'Acquirente unico. Il servizio è operativo in fase sperimentale dall'1 aprile 2013. Tale fase sperimentale, propedeutica alla successiva entrata a regime, durerà fino al 31 dicembre 2015. Il Servizio conciliazione si colloca fra le procedure volontarie di risoluzione extragiudiziale delle controversie ed è a disposizione del cliente finale dei settori elettrico e gas per risolvere i problemi insorti col proprio esercente che non abbiano già trovato una soluzione con il reclamo.

Il servizio si svolge interamente on-line e mediante incontri virtuali dinanzi a un conciliatore terzo e imparziale che possiede una specifica competenza in mediazione e in materia energetica. Esso si configura come un sistema di conciliazione "universale" per l'ampiezza dell'ambito di applicazione, con riferimento sia ai potenziali fruitori del servizio medesimo, sia per quanto riguarda la varietà delle controversie oggetto della procedura. Il Servizio è, infatti, attivabile gratuitamente dai clienti finali domestici e non domestici del settore elettrico aventi diritto alla maggior tutela e del settore gas considerati vulnerabili, per le controversie con un distributore o un venditore di energia elettrica e/o di gas naturale, con la sola esclusione di quelle di tipo tributario e fiscale. Trattandosi di una procedura su base volontaria, ciascun esercente ha la facoltà di scegliere se prender parte alla singola procedura o meno. È previsto, nel corso della fase sperimentale del Servizio, un allargamento anche ai *prosumers*, ossia ai soggetti che sono al contempo clienti di energia elettrica e produttori, limitatamente agli impianti con potenza fino a 10 MW.

Il Servizio conciliazione si pone in linea con l'evoluzione normativa dell'Unione europea 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, in corso di recepimento. La caratteristica di universalità è rafforzata altresì dalla facoltà, per il cliente con una ridotta conoscenza degli strumenti informatici o dell'accessibilità agli stessi, di poter essere supportato, nello svolgimento della procedura, ed eventualmente rappresentato anche dalle associazioni dei clienti finali. In particolare, per tale attività di assistenza e di eventuale rappresentanza, alle associazioni dei clienti domestici è riconosciuto un contributo economico a valere sul fondo derivante dalle sanzioni applicate da questa Autorità, sulla base di un progetto (PAC) proposto dalla medesima Autorità e approvato dal Ministero dello sviluppo economico. È stato, altresì, definito un Protocollo tra l'Autorità e le associazioni dei clienti non domestici che prevede, tra l'altro, iniziative in materia di accesso agli strumenti di risoluzione alternativa delle controversie. L'Autorità ha istituito un elenco degli esercenti aderenti alle procedure di conciliazione, quale ulteriore strumento per promuovere e dare visibilità alla partecipazione dei medesimi alla procedura del Servizio conciliazione e, nel contempo, fornire informazioni al cliente finale sugli strumenti di risoluzione extragiudiziale delle controversie, di cui può usufruire. Tale elenco, suddiviso tra distributori e venditori, è a iscrizione volontaria: gli esercenti possono indicare le procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie disponibili, comprese le procedure di conciliazione basate sul modello paritetico. Se l'esercente indica il Servizio conciliazione, si vincola a partecipare alla relativa procedura per un tempo equivalente al periodo previsto per la fase di sperimentazione del Servizio medesimo e per un periodo non inferiore a due

²⁷⁶ Delibera 21 giugno 2012, 260/2012/E/com.

anni. Per tutte le altre procedure, l'esercente ha comunque l'obbligo di aggiornare l'elenco tutte le volte in cui vengono meno i presupposti delle procedure indicate. Nel primo anno di sperimentazione del Servizio, pur non avendo posto in essere una diffusa campagna di pubblicizzazione, sono state ricevute un totale di 1.002 richieste di attivazione. La maggior parte delle richieste di attivazione del Servizio ha riguardato clienti finali domestici e il settore dell'energia elettrica. Le principali materie oggetto delle controversie, per le quali il Servizio conciliazione è stato attivato, sono attinenti alla fatturazione, che comprende, fra l'altro, contestazioni relative a conguagli, letture, autoletture, consumi, periodicità di fatturazione, rettifica di fatturazione, misura. L'oggetto della controversia è indicato dal cliente finale all'atto della compilazione del modulo on-line di attivazione della procedura, sulla base di una casistica esplicitata in un'apposita guida. La maggior parte delle richieste di attivazione del Servizio conciliazione è stata ammessa alla procedura (73%); nel 22% dei casi, invece, la Segreteria del Servizio conciliazione ha comunicato al cliente finale l'inammissibilità della richiesta, dovuta per lo più alla mancata trasmissione della documentazione a supporto, oppure al mancato rispetto della tempistica prevista nella disciplina. Il restante 5% comprende, oltre alle pratiche ancora in lavorazione presso la Segreteria al momento dell'estrazione dei dati, anche i casi in cui l'esercente ha risolto la problematica del proprio cliente per altre vie, utilizzando dunque il Servizio conciliazione quale *input* di intervento. L'esercente ha aderito alla procedura nel 44% del totale delle richieste ammesse, con un esito positivo della controversia, in tali casi, dell'88% (sulle procedure concluse). In particolare, si rileva che gli esercenti che si sono volontariamente iscritti all'elenco delle procedure di risoluzione delle controversie e hanno indicato il Servizio conciliazione fanno registrare una percentuale di esito positivo pari al 96%. Le mancate adesioni al Servizio conciliazione, che rappresentano il 51% delle richieste ammesse, nel primo anno di operatività possono essere prevalentemente riferite a due operatori. La maggior parte degli esercenti aderenti alle conciliazioni ha adottato la prassi di sospendere, in corso di procedura, le azioni di recupero dei crediti vantati, sviluppando una *best practice* nell'ambito delle attività di autoregolamentazione degli esercenti medesimi a vantaggio dei clienti finali.

Specifiche informazioni in merito alla tematica della risoluzione extragiudiziale delle controversie sono contenute nella pagina web "Il Servizio conciliazione clienti energia" del sito dell'Autorità e sono, altresì, fornite, dal *call center* dello Sportello. La pubblicizzazione delle procedure di conciliazione per i settori energetici accresce la consapevolezza del consumatore riguardo agli strumenti di tutela azionabili e ne permette il coinvolgimento all'interno dei più ampi processi regolatori di settore. Da metà febbraio 2014 a metà marzo 2014, risultano circa 3.500 visualizzazioni di pagine relative alla conciliazione, con riferimento sia all'apposita pagina del sito web dell'Autorità, sia all'*Atlante dei diritti del consumatore di energia*. Per quanto riguarda invece le chiamate al *call center* dello Sportello, da aprile a dicembre 2013 si sono registrate 9.261 richieste di informazioni in merito alla conciliazione, mentre, nel solo primo trimestre del 2014, se ne sono registrate 5.531. L'Autorità continua a sostenere le conciliazioni paritetiche, attraverso sia la formazione del personale delle associazioni dei consumatori impegnato nelle conciliazioni, sia il riconoscimento di un contributo alle associazioni medesime in caso di esito positivo della procedura. Inoltre, l'Autorità monitora l'andamento delle conciliazioni paritetiche attraverso specifici report trasmessi annualmente dai principali esercenti che hanno sottoscritto i Protocolli con le associazioni dei clienti finali. Da tale monitoraggio è emerso che i protocolli consentono gradualmente di superare le eventuali limitazioni di materia per l'accesso alla specifica procedura, attestando come l'ampliamento dell'offerta delle procedure conciliative per il cliente del mercato energetico abbia generato un "circolo virtuoso" delle conciliazioni che, da un lato, incentiva l'efficiamento delle procedure già esistenti nel settore e, dall'altro, garantisce l'effettività e l'efficacia delle tutele approntate per il cliente.