



Autorità per l'energia elettrica e il gas

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 E DEL GAS

31 luglio 2012

INDICE

1	Prefazione	4
2	Sommario/Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas nel 2011	5
3	Il mercato elettrico.....	16
3.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	16
3.1.1	Unbundling.....	16
3.1.2	Regolamentazione tecnica.....	17
3.1.3	Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti	26
3.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	30
3.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	33
3.1.6	Gestione delle controversie	37
3.2	Promozione della concorrenza	39
3.2.1	Mercati all'ingrosso.....	39
3.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	44
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....	49
3.2.2	Mercati al dettaglio.....	50
3.2.2.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato al dettaglio	53
3.2.2.2	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....	54
3.2.3	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita	59
3.2.4	Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza	61
3.3	Protezione dei consumatori.....	62
3.4	Sicurezza delle forniture	67

4	Il mercato del gas	68
4.1	Regolamentazione delle infrastrutture.....	68
4.1.1	Unbundling.....	68
4.1.2	Regolamentazione tecnica.....	69
4.1.3	Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti e ai terminali di rigassificazione.....	80
4.1.4	Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere	84
4.1.5	Conformità alla normativa comunitaria.....	86
4.1.6	Gestione delle controversie	87
4.2	Promozione della concorrenza	88
4.2.1	Mercati all'ingrosso.....	88
4.2.1.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso	92
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	98
4.2.2	Mercati al dettaglio.....	100
4.2.2.1	Monitoraggio dei prezzi del mercato al dettaglio	104
4.2.2.2	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.	106
4.2.3	Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita	111
4.2.4	Svolgimento di indagini, ispezioni e imposizione di misure per la promozione effettiva della concorrenza	112
4.3	Protezione dei consumatori.....	113
4.4	Sicurezza delle forniture	114

1 PREFAZIONE

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

La struttura del rapporto, definita dal 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 sul mercato energetico, con particolare riferimento all'adozione del Terzo pacchetto energia nella normativa italiana, l'attività svolta in tema di protezione dei consumatori e di sicurezza delle forniture, queste ultime per gli aspetti di competenza del regolatore nazionale.

2 SOMMARIO/PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NEL 2011

Sviluppi nel mercato elettrico

Principali novità normative

Il Terzo pacchetto energia è stato recepito in Italia con il decreto legislativo n. 93/11. Tra le novità di rilievo introdotte dal decreto legislativo con specifico riferimento al settore elettrico, rilevano in particolare le disposizioni riguardanti: (i) la definizione di una politica energetica nazionale, (ii) gli obblighi di servizio pubblico e la tutela dei consumatori e (iii) i compiti e i poteri dell'Autorità. Si ricorda, inoltre, che il modello di separazione proprietaria tra sistemi di trasporto e gestori dei sistemi di trasporto dell'elettricità introdotto dalla direttiva 72/2009/CE, aveva già trovato applicazione in Italia con il decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (il cosiddetto "Decreto Bersani"). Il legislatore italiano ha confermato il modello ormai consolidato, ribadendo l'attribuzione della gestione della rete in regime di concessione a Terna e ha sancito il divieto per Terna sia di esercitare direttamente o indirettamente attività di produzione e di fornitura di energia elettrica, sia di gestire, anche temporaneamente, infrastrutture o impianti di produzione di energia elettrica.

Per quanto riguarda le disposizioni in materia di politica energetica nazionale, il decreto legislativo n. 93/11 prevede un'attività d'indirizzo e normativa da parte del Ministero dello sviluppo economico al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Il testo del decreto prevede, inoltre, che anche i gestori di rete siano coinvolti nell'elaborazione e realizzazione della strategia energetica nazionale dato che questi ultimi sono chiamati a elaborare piani decennali di sviluppo della rete. La principale novità introdotta a questo riguardo dal decreto legislativo è che il potenziamento e l'ammodernamento delle reti di trasporto non è rimesso alle autonome determinazioni dei relativi gestori, ma viene fatto dipendere dalle più complessive esigenze dei sistemi energetici nazionale ed europeo.

In materia di obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori, il decreto legislativo prevede che i clienti finali civili e le imprese connesse in bassa tensione con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro che non scelgono un fornitore sul mercato libero siano riforniti di energia elettrica nell'ambito del regime di tutela.

Infine, il decreto legislativo definisce ulteriormente i compiti e poteri dell'Autorità, tra cui, quello di garantire l'applicazione effettiva da parte degli esercenti i servizi delle misure di tutela dei consumatori, di garantire l'adempimento da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione nonché delle imprese elettriche degli obblighi derivanti dalla direttiva 2009/72/CE e dalle altre disposizioni comunitarie e di effettuare la certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione nazionale. Il decreto legislativo conferma anche i poteri sanzionatori in capo all'Autorità in caso di mancato rispetto delle decisioni giuridicamente vincolanti dell'ACER o dell'Autorità medesima.

Principali novità nella regolazione

Con riferimento al settore elettrico, l'Autorità ha adottato vari provvedimenti nel corso del 2011 di cui i principali sono sintetizzati di seguito.

In materia di unbundling, nel corso del 2011 è proseguita la raccolta delle comunicazioni e dei documenti obbligatori previsti a carico delle imprese che svolgono attività di rete nel settore

elettrico, in relazione agli obblighi di separazione funzionale e contabile di cui alla delibera n. 11/07¹ che ha istituito il Testo integrato unbundling (TIU). Inoltre, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha approvato alcune modifiche al TIU che prevedono, nel caso di mancata ottemperanza agli obblighi di separazione funzionale e contabile, la sospensione fino ad avvenuto adempimento, delle erogazioni di contributi spettanti direttamente al soggetto inadempiente.

Con delibera ARG/com 153/11², l'Autorità ha disciplinato le procedure di certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestori di sistemi di trasmissione, alla luce delle disposizioni introdotte dal decreto legislativo n. 93/11, che ha recepito nell'ordinamento nazionale le direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE.

Con delibera ARG/elt 160/11³, l'Autorità ha avviato un procedimento di revisione della disciplina del dispacciamento, con l'obiettivo di adattarla alle nuove esigenze poste dalle fonti rinnovabili non programmabili per l'approvvigionamento di risorse per il servizio di dispacciamento, per l'efficiente attribuzione dei costi del servizio di dispacciamento sui soggetti che li hanno causati e per consentire una maggiore penetrazione della generazione distribuita.

Con la delibera ARG/elt 199/11⁴, l'Autorità ha approvato disposizioni inerenti alla regolazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quarto periodo di regolazione 2012-2015. Con particolare riferimento alle tariffe per il servizio di trasmissione, l'Autorità ha previsto che queste ultime includano nella categoria a più forte incentivazione solo progetti strategici per il sistema energetico nazionale, comunque vincolando gli incentivi all'accelerazione degli investimenti e al rispetto della scadenza di completamento delle opere, con il fine di responsabilizzare maggiormente il gestore per la tempestiva realizzazione degli interventi.

In tema di smart grids, con il Testo integrato trasporto (TIT) l'Autorità ha introdotto un sistema di incentivazione finalizzato a favorire lo sviluppo adeguato delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, in un'ottica futura di penetrazione molto consistente di fonti rinnovabili. In particolare, è stata prevista per le imprese di distribuzione la possibilità di accedere a una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari al 2% per 12 anni; ciò al fine di promuovere l'introduzione di tecnologie innovative (quali per l'appunto le smart grids) che possano integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti/consumatori connessi con la rete stessa (generatori, consumatori finali e punti misti).

Nel corso del 2011 sono stati adottati i provvedimenti ARG/elt 197/11 e ARG/elt 198/11⁵, riguardanti, rispettivamente, la qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica e la qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica. In particolare, la delibera ARG/elt 198/11 ha adottato nuove iniziative in materia di qualità della tensione, con particolare riferimento ai cosiddetti "buchi di tensione" (cali della tensione di rete che non ne determinano l'assenza completa che contraddistingue le interruzioni) e ad altri disturbi della tensione che possono determinare effetti negativi negli impianti di alcuni utenti che necessitano di massima stabilità della tensione.

Un ulteriore elemento di novità introdotto nel corso del 2011 riguarda la revisione della regolamentazione della qualità commerciale dei servizi. Al riguardo si ricordano, in particolare, le seguenti misure: (i) l'introduzione di due nuovi standard specifici: il tempo massimo per la

¹ Delibera del 18 gennaio 2007.

² Delibera del 3 novembre 2011.

³ Delibera del 17 novembre 2011.

⁴ Delibera del 29 dicembre 2011.

⁵ Delibere del 29 dicembre 2011.

sostituzione del gruppo di misura guasto e il tempo massimo per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura, (ii) l'armonizzazione del trattamento dei reclami dai clienti finali ai venditori, (iii) l'estensione di alcuni standard di qualità commerciale ai produttori di energia elettrica, (iv) la possibilità per i clienti in media tensione di richiedere la verifica documentale e analitica della potenza di corto circuito sul proprio punto di connessione con la rete in media tensione.

Coordinamento internazionale

L'Autorità ha contribuito attivamente al Gruppo di lavoro dell'ACER per la redazione delle tre Linee guida pubblicate dall'ACER nel 2011 che riguardano le connessioni con la rete, l'allocazione di capacità e la gestione delle congestioni. In particolare le Linee guida relative all'allocazione di capacità e alla gestione delle congestioni, oltre a rivedere le attuali modalità di calcolo della capacità di trasporto, prevedendo la possibilità di individuare un sistema zonale per il futuro mercato unico, disciplinano i modelli di mercato cui dovranno conformarsi i diversi sistemi europei. In particolare, viene prevista l'allocazione dei diritti di capacità nel lungo periodo per mezzo di aste esplicite, l'introduzione del *market coupling* per quanto riguarda le allocazioni su base giornaliera e una piattaforma unica europea per l'allocazione della capacità infragiornaliera.

Con l'approvazione di tali Linee guida, pubblicate il 29 luglio 2011, l'ACER ha istituito dei progetti di dimensione sovraregionale coordinati dai regolatori nazionali. All'Autorità italiana, in collaborazione con quella tedesca (BNetzA), è stato affidato il compito di coordinare le attività relative alla preparazione della *roadmap* per il *day-ahead market coupling*, con l'obiettivo finale dell'accoppiamento (*coupling*) dei mercati del giorno prima, entro il 2014.

L'1 gennaio 2011 è entrato in operatività il *coupling* fra il mercato del giorno prima della Borsa elettrica italiana e il mercato del giorno prima della Borsa elettrica slovena per l'assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull'interconnessione italo-slovena. L'avvio del *market coupling* ha avuto un impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione della capacità transfrontaliera. L'accordo italo-sloveno scaduto il 31 dicembre 2011 e prorogato fino al 30 giugno 2012, contempla verso la fine del 2012 l'approvazione di un nuovo accordo, volto a definire un meccanismo di *market coupling* per l'anno 2013, idoneo a porre le basi per un successivo eventuale allargamento del progetto ad altri paesi.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Nel 2011 la domanda di energia elettrica è aumentata dello 0,6% rispetto all'anno precedente. In particolare, la domanda è risultata pari a 332,3 TWh, in crescita di poco meno di 2 TWh rispetto al 2010.

Nel corso del 2011 la produzione lorda totale di energia elettrica è risultata pari a circa 300,3 TWh, in diminuzione dello 0,6% rispetto al livello registrato nel 2010. Il saldo estero per il 2011, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 45.626 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 47.349 GWh (+3,0% sul 2010), e le esportazioni, pari a 1.723 GWh (-5,7% sul 2010).

In termini di energia elettrica netta generata, la quota di mercato del gruppo Enel prosegue la riduzione riscontrata nel corso degli ultimi anni, dal 27,5% del 2010 al 26% del 2011. Inoltre, si riducono significativamente la quota di Edison (8,5% nel 2011 contro il 10,8% nel 2010) e, in misura inferiore, le quote di mercato di Eni, E.On ed Edipower.

La massima capacità di generazione netta installata al 31 dicembre 2011 risulta pari a 118,4 GW, mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 95 GW.

Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono quattro: Enel (32,6%), Edipower (6,9%), Edison (6,4%), Eni (5,3%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 45,8%.

Per quanto riguarda la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore), gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono cinque: Enel (37,9%), Edison (7,9%), Edipower (7,6%), Eni (6,1%) ed E.On (5,4%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 53,4%.

La negoziazione dell'energia elettrica, finalizzata alla programmazione delle unità di produzione e di consumo, può essere svolta mediante la conclusione di contratti di compravendita a pronti o a termine.

Nel 2011 la domanda di energia elettrica nel Mercato del giorno prima (MGP), che ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto per il giorno successivo, è stata pari a 311,5 TWh, in diminuzione del 2,2% rispetto al 2010. La Borsa elettrica italiana ha registrato per il 2011 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 72,23 €/MWh, in forte aumento rispetto all'anno precedente (+12,6%).

Nel corso del 2011 nel Mercato infragiornaliero (MI) sono stati scambiati rispettivamente 14,5 TWh di energia nel corso della prima sessione e 5,4 TWh nel corso della seconda. Il prezzo medio di acquisto nella prima sessione è risultato pari a 71,22 €/MWh, quello nella seconda sessione pari a 70,17 €/MWh.

Per quanto riguarda il Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) dati ufficiali relativi al 2011 sono disponibili con riferimento al mercato *ex ante*, nel quale Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia ai fini della risoluzione delle congestioni residue e della costituzione dei margini di riserva. Gli acquisti a salire sono risultati pari a 4,7 TWh, in diminuzione del 32,1% rispetto al 2010. Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 4,9 TWh, in forte riduzione in confronto all'anno precedente (-67,1%).

Con riferimento ai mercati a termine, nel 2011 nel mercato organizzato dal Gestore dei mercati energetici (GME) sono stati scambiati 8.228 contratti, corrispondenti a 31,7 TWh di energia, contro i 6,3 TWh scambiati nel 2010. 28,0 TW di energia sono stati scambiati attraverso contratti *baseload*, 3,7 TWh tramite contratti *peakload*.

A livello nazionale, con riferimento ai prezzi medi di vendita, si è registrata una leggera riduzione della differenza tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale rispetto al 2010. Tale differenza, in particolare, è risultato pari a circa 24 €/MWh, come differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (93,11 €/MWh) e quello nella macrozona Sud (69,04 €/MWh); nel 2010 lo *spread*, calcolato considerando le stesse due macrozone, era risultato pari a poco meno di 31 €/MWh.

Passando all'analisi del mercato al dettaglio, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati nel 2011 pari a 311,7 TWh, di poco superiori al livello registrato nel 2010 (+0,6%). Le vendite ai clienti in regime di tutela sono ammontate a circa 73,5 TWh per quasi 29 milioni di punti di prelievo, in riduzione di circa il 6% rispetto al 2010. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 49 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (intorno a 24 milioni).

Nel 2011 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 107.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 5,9 TWh. Quest'ultimo dato rappresenta una flessione del 6,5% circa rispetto al dato corrispondente del 2010.

Sulla base dei dati forniti dai distributori nel 2011 il tasso di *switching* complessivo è risultato pari al 22,9%, in termini di volumi distribuiti, e ha coinvolto il 7% della clientela del mercato elettrico. Il 5,8% dei clienti domestici e l'11,7% dei clienti non domestici risultano aver cambiato fornitore. Con riferimento ai volumi prelevati, le corrispondenti percentuali salgono, rispettivamente, al 7,1% e al 27,3%. Tra la clientela non domestica il segmento più dinamico in termini di punti di prelievo è stato quello dei clienti connessi in media tensione.

Per quanto concerne il mercato libero, nel 2011 il numero di società di vendita attive nel mercato libero si è assestato su livelli analoghi a quelli registrati nel 2010. Parallelamente nel 2011 è aumentato in misura moderata il volume medio unitario delle vendite (987 GWh contro 947 GWh nel 2010), seppure su quote decisamente inferiori rispetto al 2000 (1580 GWh).

Nel mercato *retail* i gruppi societari che nel 2011 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 2: Enel (37,8%) ed Edison (8,1%). I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono circa i tre quarti delle vendite complessive.

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, il prezzo medio sull'intero mercato libero per l'approvvigionamento di energia elettrica è risultato pari a 90,19 €/MWh. Per quanto riguarda invece le vendite complessive relative al servizio di tutela, il prezzo medio si è attestato sui 97,05 €/MWh.

Inoltre, si segnala che in materia di monitoraggio dei mercati al dettaglio, 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 di comunicare all'Autorità ogni trimestre i dati relativi ai prezzi medi mensili dell'energia elettrica sul mercato finale, insieme a numerosi altri dati su: quantità vendute, clienti serviti, offerte commerciali, rinegoziazioni, *switching*, morosità (tecnica ed economica), qualità commerciale, reclami e alcuni dati di bilancio. Tale sistema è finalizzato, tra le altre cose, anche a: (i) adottare misure temporanee asimmetriche, (ii) pubblicare le notizie relative allo stato di concorrenza dei mercati, (iii) segnalare all'Autorità garante della concorrenza e del mercato per gli aspetti di sua competenza, (iv) svolgere attività a tutela dei consumatori e degli utenti.

In tema di reclami e segnalazioni, nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2011 e il 31 dicembre 2011, il totale delle comunicazioni allo Sportello per il consumatore di energia è stato pari a 37.895; tra queste, 17.882 riguardano il settore elettrico (pari a circa il 47,2% del totale). Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2011 sono i seguenti: fatturazione (22%), mercato (18%), bonus (34%), contratti (12%) e allacciamenti (5%).

In tema di raccomandazioni sui prezzi finali di vendita, l'Autorità con proprio atto PAS 11/11⁶ del 21 aprile 2011, ha trasmesso al Parlamento e al Governo una segnalazione in materia di servizio di tutela. Nella segnalazione sono state indicate le modalità di definizione delle condizioni di erogazione del servizio da parte dell'Autorità ed è stato evidenziato come le modalità di definizione dei prezzi relativi non distorcano la concorrenza nel mercato.

Infine, si segnala che nel corso del 2011 l'Autorità ha 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.

⁶ Delibera del 21 aprile 2011.

Sviluppi nel mercato gas

Principali novità normative

Il decreto legislativo n. 93/11 che ha recepito il Terzo Pacchetto energia ha introdotto alcune novità tra cui si ricordano, in particolare, le disposizioni relative alla separazione dei proprietari dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto, quelle riguardanti l'accesso allo stoccaggio di modulazione gas e gli obblighi di stoccaggio strategico e le disposizioni inerenti gli obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori.

Circa la separazione tra le attività relative alla gestione delle reti di trasporto e quelle inerenti la produzione e la vendita di gas, il decreto legislativo n. 93/11 ha optato per la soluzione dell'*Independent Transmission Operator* per la principale impresa di trasporto, Snam Rete Gas, e la scelta fra i restanti modelli per le altre imprese di trasporto minori. Successivamente, la legge 24 marzo 2012, n. 27 ha rivisto la scelta per Snam Rete Gas, accogliendo il modello di separazione proprietaria.

In materia di accesso allo stoccaggio di modulazione, il decreto legislativo n. 93/11 ha riservato la priorità di accesso allo stesso per esigenze di fornitura di tutti i clienti vulnerabili (ossia tutti i clienti civili inclusi quelli che svolgono attività di servizio pubblico e/o di assistenza) e dei clienti non civili con consumi inferiori ai 50.000 m³ annui. Inoltre, gli obblighi di stoccaggio strategico, finora posti esclusivamente in capo agli importatori provenienti da Paesi extra UE, sono stati estesi a tutti i produttori e importatori. Il decreto prevede che le quote di stoccaggio strategico siano determinate annualmente "in funzione, anche non lineare, del volume importato" e dell'infrastruttura di approvvigionamento.

In materia di obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori il decreto n. 93/11, oltre ad adottare una definizione di cliente vulnerabile, ha stabilito che l'Autorità continui transitoriamente a determinare per i clienti vulnerabili i prezzi di riferimento, i prezzi cioè che le società di distribuzione o di vendita del gas sono tenute inserire nelle proprie offerte commerciali.

Principali novità nella regolazione

Nel 2011 l'Autorità ha introdotto il sistema di bilanciamento di merito economico del gas naturale. Adottato dopo un lungo processo di consultazione che è iniziato nel 2008, questo è uno dei più importanti interventi di regolazione del settore del gas degli ultimi anni, poiché introduce rilevanti elementi strutturali a vantaggio dell'efficienza e della concorrenzialità. Il primo vantaggio consiste nel fatto che, valorizzando il gas di bilanciamento su un mercato organizzato, anche gli utenti che non dispongono di stoccaggio possono bilanciare il proprio portafoglio di gas comprando risorse di bilanciamento in modo trasparente ed efficiente. Un altro elemento rilevante è dato dal fatto che con il nuovo sistema gli utenti ottengono una tempestiva conoscenza della propria posizione in stoccaggio e ciò consente loro di sfruttare in maniera efficiente questa risorsa anche a vantaggio della liquidità del mercato spot. L'impresa di trasporto Snam Rete Gas, l'operatore maggiore del trasporto, provvede sia al bilanciamento fisico, sia a quello commerciale. Il responsabile del bilanciamento si approvvigiona delle risorse per il bilanciamento dagli utenti stessi, che a tal fine offrono la propria disponibilità ad aumentare o a diminuire immissioni e prelievi, a prezzi che vengono determinati dal merito economico delle offerte degli utenti. L'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento si svolge infatti nell'ambito di sessioni giornaliere presso una piattaforma organizzata e gestita dal Gestore dei mercati energetici, nella quale vengono combinate le offerte di acquisto e di vendita sulla base dell'ordine di merito economico. In esito alla combinazione delle offerte sono concluse le transazioni dei volumi venduti o acquistati per compensare la posizione di sbilanciamento tra ogni utente e il responsabile del bilanciamento, che

svolge la funzione di controparte centrale. Il nuovo sistema di bilanciamento, allineato al regolamento CE 715/2009, ha consentito l'evoluzione verso un sistema più efficiente nell'allocazione dei costi e delle risorse, ma rimane allo stato attuale un modello semplificato, dato che gli utenti possono offrire la propria disponibilità ad aumentare o a diminuire i prelievi oppure le immissioni solo in funzione delle loro disponibilità di stoccaggio. In ogni caso è già in atto un processo di miglioramento dell'attuale normativa, che permetterà agli utenti di offrire modifiche anche ai programmi di importazione o di rigassificazione, così che il responsabile del bilanciamento potrà disporre di ulteriori risorse, da selezionare sulla base del merito economico, per mantenere l'equilibrio del sistema. Fin dal suo avvio il 1 dicembre 2011, il sistema di bilanciamento si è caratterizzato per buona liquidità e flessibilità e ha visto la formazione di prezzi allineati con l'andamento dei prezzi OTC e di Borsa.

Sempre in tema di negoziazione e scambio di gas naturale, le novità del 2011 hanno riguardato anche la definizione delle modalità applicative delle disposizioni che hanno introdotto e centralizzato presso la piattaforma di negoziazione del GME gli obblighi di offerta di quote di gas di importazione, previsti dal decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7 e la cessione delle aliquote di gas prodotto della coltivazione, ai sensi dei decreti del Ministro dello sviluppo economico 12 luglio 2007 e 6 agosto 2010. In materia di mercati regolamentati del gas naturale si segnala infine il parere favorevole che l'Autorità ha espresso al Ministero dello sviluppo economico sulla modifica del regolamento del mercato gas (MGAS) funzionale a non consentire la conclusione di scambi degli operatori con se stessi, al fine di assicurare la significatività dei volumi scambiati.

Altri elementi di novità nella regolamentazione del settore del gas naturale emersi nel 2011 si sono avuti nell'ambito delle condizioni di accesso ai servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione, nonché della qualità della distribuzione.

Nel luglio 2011, infatti, è stato emanato un documento per la consultazione per la modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto per i punti di entrata/uscita dallo stoccaggio, così da prevedere, in analogia a quanto avviene per i terminali di rigassificazione, che tale capacità sia conferita alle imprese di stoccaggio e che i relativi costi siano recuperati nei corrispettivi per il servizio di stoccaggio. Il documento prefigura anche una revisione della disciplina attualmente in vigore per gli addebiti relativi agli scostamenti tra capacità conferita e capacità effettivamente utilizzata.

In tema di qualità della distribuzione e misura del gas è da segnalare l'avvio dei provvedimenti per il nuovo periodo di regolazione 2013-2016. Su questo fronte l'Autorità ha deliberato di tener conto dell'opportunità di rafforzare la regolazione in materia di sicurezza, al fine di ottenere una maggiore omogeneizzazione delle performance delle imprese; della necessità di affinare e semplificare la regolazione, alla luce dell'esperienza maturata e dell'evoluzione normative, operando sugli attuali meccanismi incentivanti la riduzione delle dispersioni di gas sulle reti, promuovendo l'innovazione tecnologica a favore della sicurezza e tenendo conto della diversa concentrazione dei clienti finali sulle reti di distribuzione; dell'evoluzione delle disposizioni normative in tema di disciplina dell'affidamento della gestione del servizio di distribuzione gas a un'unica impresa per ogni singolo ambito territoriale, la definizione normativa di standard qualitativi e di sicurezza del servizio inerenti ai criteri di gara e di valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio.

Coordinamento internazionale

Come per le Iniziative regionali elettriche, anche le Iniziative regionali gas sono state chiamate a redigere dei Piani di lavoro triennali per contribuire alla realizzazione del mercato unico entro il 2014. Alla fine del 2011 è stata pubblicata una prima versione di un *Target Model* per il gas, la cui preparazione ha visto impegnata anche l'Autorità italiana. L'Italia è inserita nell'ambito dell'Iniziativa regionale Sud-Sudest, che il regolatore italiano coordina insieme con il regolatore austriaco: la composizione geografica estremamente ampia, nonché condizioni di mercato e livelli di interconnessione enormemente differenziati continuano a rappresentare degli esempi significativi delle complessità affrontate dalla regione nel processo di integrazione. Oltre alla sicurezza degli approvvigionamenti, la regione Sud-Sudest si concentra sul tema dell'allocazione della capacità.

L'Autorità ha inoltre partecipato attivamente alla stesura delle *Linee guida* sull'allocazione della capacità (pubblicate da ACER il 3 agosto 2011) e di quelle sul bilanciamento (pubblicate da ACER il 18 ottobre 2011). Le nuove regole ridefiniranno l'assetto complessivo del mercato del gas continentale e avranno un impatto significativo sui singoli sistemi nazionali, richiedendo un considerevole sforzo di armonizzazione tra tutti i sistemi interconnessi.

Mercati all'ingrosso e al dettaglio

Dopo gli incoraggianti segnali di ripresa del 2010, nel 2011 la domanda di gas ha registrato un forte calo. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo è stato di 77,9 G(m³) in diminuzione del 6,2% rispetto all'anno precedente. Nel 2011 i consumi finali sono risultati inferiori, anche se di poco, a quelli del 2009, anno in cui i consumi registrarono una battuta d'arresto dell'8%. La domanda ha subito una contrazione di 5,2 G(m³), evidenziando una variazione negativa in quasi tutti i settori.

Dopo anni di ininterrotto declino, la produzione nazionale di gas naturale sta sperimentando da tre anni a questa parte un trend di assestamento intorno agli 8 G(m³)/anno. In termini netti le importazioni di gas in Italia sono diminuite lo scorso anno di quasi 5 G(m³), passando da 75.213 a 70.244 M(m³) e tornando così ai livelli del 2009. Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2010 e pari al 90%. Il 75% del gas importato in Italia proviene da paesi non appartenenti all'Unione europea. Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti (89%), ma la quota dei gas che giunge via nave è notevolmente cresciuta grazie alla progressiva entrata a regime del terminale di Rovigo. Il 5% del gas complessivamente importato è stato acquistato presso le Borse europee.

Nel 2011 la domanda totale del settore gas, intesa come somma dei volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso e al dettaglio più gli autoconsumi, è stata pari a 178,9 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 98,4 G(m³), 68 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, mentre gli autoconsumi 12,5 G(m³). Il numero dei grossisti è leggermente aumentato, salendo a 143 unità contro le 140 dell'anno precedente. Negli ultimi anni il livello di concentrazione su tale mercato (al netto dunque degli autoconsumi) è costantemente diminuito e nel 2011 è sceso addirittura sotto la soglia del 30%. Nel 2011 la quota delle prime 3 società Eni, Edison e Sinergie Italiane, è infatti scesa al 28,2% dal 31,1% del 2010 (era 39,2% nel 2009); quella delle prime 5, che include anche Enel Trade e GdF Suez, si è abbassata al 38,7% dal 40,5% del 2010 (era appena sopra al 50% nel 2009). L'indice di Herfindahl calcolato sul solo mercato all'ingrosso nel 2011 è risultato pari a 0,049, un valore abbondantemente sotto lo 0,1 ritenuto sintomo di bassa concentrazione. Complessivamente sul mercato all'ingrosso il gas è stato scambiato a un prezzo pari a 30,71 c€/m³. Solo recentemente (ottobre 2010) il mercato all'ingrosso del gas italiano è stato dotato di una Borsa, vale a dire di un mercato regolamentato e trasparente per lo scambio di quantitativi di gas. Prima di essa, gli operatori avevano a disposizione il Punto di scambio Virtuale (PSV) una bacheca

elettronica gestita dal principale operatore della rete di trasporto – Snam Rete Gas – per lo scambio di capacità e quantitativi di gas, in base a contratti *over the counter*. Nel corso dell'anno 2011 sono state 125 le sessioni sul MGP-GAS durante le quali si è avuto almeno uno scambio in modalità continua, per un totale di 148.028 MWh scambiati. Il prezzo medio che si è registrato è stato di 27,68 €/MWh.

Nel 2011 il numero di operatori sul mercato della vendita finale è cresciuto di 3 unità rispetto all'anno precedente, raggiungendo quota 308. Le quantità complessivamente vendute sono diminuite da 72,2 a 68 G(m³), tornando sui bassi livelli toccati nel 2009. Il mercato della vendita finale resta molto concentrato: i primi 3 gruppi controllano il 49,5%. La loro quota, inoltre, per la prima volta da diversi anni, risulta in aumento: nel 2010 raggiungevano infatti il 47,8%. Anche qui, come nel caso del mercato all'ingrosso, l'incidenza dell'*incumbent* Eni si è accresciuta per la prima volta da molti anni a questa parte, essendo passata dal 24,7% del 2010 all'attuale 26,8%. Eni, peraltro, si conferma il gruppo dominante, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che possiede solo l'11,8%.

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale risulta che nel 2011 il mercato finale della vendita di gas naturale comprende 20,6 milioni di clienti, il 92,5% dei quali sono domestici, l'1,2% sono condomini con uso domestico, il 5,1% appartenenti al settore del commercio e servizi, l'1,2% al comparto industriale e meno dello 0,5% alla generazione termoelettrica. In termini di volumi le proporzioni tendono a invertirsi. Come è facile prevedere spostandosi da settori come il domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso, aumenta la quota di volumi acquistati sul mercato libero: essa è infatti pari al 11,4% nel domestico, al 38% per i condomini, al 71% nel commercio e servizi, al 93,7% nell'industria e al 64,4% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi). Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo al netto degli autoconsumi e dimensione dei clienti conferma, comunque, che al crescere dei consumi i clienti tendono a spostarsi sul mercato libero.

L'Indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2011 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 5,3%, ovvero al 29,9% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. Il dettaglio di questi dati distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo evidenzia un cambiamento tendenziale del comportamento dei consumatori domestici: questa tipologia di clienti, che tradizionalmente possiede un'elevata prudenza a spostarsi sul mercato libero, nel 2011 hanno espresso una maggiore reattività alle offerte di cambio rispetto agli anni precedenti: la percentuale che ha scelto un nuovo fornitore è salita infatti al 5,2% ancora in crescita rispetto al 4,4% del 2010, l'1,8% del 2009 e l'1,1% del 2008. In termini di volumi le percentuali sono leggermente più elevate e pari, rispettivamente, al 5,7% nel 2011, al 4,8% nel 2010, al 2,4% nel 2009 e all'1,3% nel 2008. Una maggiore dinamicità caratterizza comunque i condomini con uso domestico e gli altri usi.

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2011 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, sul mercato finale è stato pari a 39,24 c€/m³. Lo stesso prezzo nel 2010 era risultato pari a 34,85 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo del gas è aumentato in Italia del 12,6%, tornando praticamente ai valori del 2008, ma con notevoli differenze tra i prezzi del mercato libero e i prezzi di riferimento. I clienti vulnerabili con prezzi di riferimento hanno pagato il gas in media 50,43 c€/m³, mentre 34,78 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque stimabile in circa 16 c€/m³, poco distante dal valore massimo registrato nel 2009 di 18 c€/m³. Poiché il prezzo di riferimento in valore assoluto è aumentato, rispetto all'anno precedente, in misura maggiore rispetto a quanto non sia cresciuto il

prezzo sul mercato libero, il confronto con i dati relativi al 2010 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è allargata, riportandosi intorno ai livelli registrati nel 2007. L'andamento dei prezzi pagati sui due mercati è tendenzialmente imputabile alle variazioni intervenute sul mercato finale che ha rimodellato la composizione dei volumi di vendita nei due mercati tra le diverse classi di consumo. La dimensione media dei clienti sul libero è più elevata, in più sul mercato libero si avverte maggiormente la presenza di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto che non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio.

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2011, del totale di comunicazioni ricevute dallo Sportello, pari a 37.895, quelle relative al settore gas sono state 17.857 (circa il 47,1%). Rispetto al 2010 il numero delle comunicazioni è cresciuto del 40%, aumento dovuto in buona parte all'implementazione del bonus gas. Sempre rispetto al precedente periodo è lievemente cresciuta la percentuale dei reclami (92%) e leggermente diminuita quella delle richieste di informazione (7%). Rimane sostanzialmente stabile la percentuale delle segnalazioni, esigue in valore assoluto.

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.

Per quanto riguarda le misure di tutela dei consumatori (i.e. trasparenza dei contratti e delle bollette, rimborsi automatici, reclami e *smart meters*) previste dagli Allegati A delle citate Direttive, l'Autorità italiana risulta averle ampiamente implementate con l'adozione del Codice di condotta commerciale (nel 2006 per l'energia elettrica, nel 2008 per il gas naturale e poi unificato dal 2010) la regolazione sulla qualità commerciale dei servizi, le procedure di conciliazione, quelle di scambio di dati fra venditori e distributori e sull'installazione degli *smart meters* in entrambe i settori.

Il decreto legislativo n. 93/11 ha disposto che l'Autorità adotti 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*". Oltre alla regolazione già esistente nel 2011 l'Autorità ha messo in consultazione le modalità e tempi per l'avvio di un Sistema informativo integrato (SII) contenente i dati sopra citati.

Relativamente agli obblighi di servizio pubblico, oltre alle attività dello Sportello del consumatore istituito nel 2008 presso l'Acquirente Unico S.P.A. per la gestione dei reclami e le richieste di informazione, l'Autorità nel 2011 è intervenuta irrobustendo le procedure di *switching* per quanto riguarda i flussi informativi tra distributore e venditore e introducendo il termine di 3 settimane previsto dalle direttive CE 72 e 73 del 2009 nelle procedure di *switching* per l'energia elettrica e il gas. Il decreto legislativo n. 93/11 ha inoltre ridefinito la categoria dei clienti considerati vulnerabili, aventi diritto ai prezzi di riferimento così come definita dalla legge n. 125/07, in particolare estendendola ad alcune attività di servizio pubblico (es. ospedali, case di cura, prigionieri, scuole,...) per il settore del gas naturale. Da segnalare infine l'avvio di un'apposita attività ricognitiva e di consultazione, avviata nel 2011, relativa ai contratti non richiesti.

Sicurezza delle forniture

Il decreto legislativo n. 93/11 attribuisce al Ministero dello sviluppo economico le competenze in materia di sicurezza delle forniture con l'eccezione del monitoraggio degli investimenti in capacità

di generazione attribuite al regolatore nazionale. L'Autorità nel 2011 ha definito un sistema di *capacity payment* mirato a incrementare il livello di coordinamento delle scelte di investimento dei diversi operatori riducendo il rischio di coordinamento e aumentando la concorrenza.

3 IL MERCATO ELETTRICO

3.1 Regolamentazione delle infrastrutture

3.1.1 Unbundling

Regolamentazione dell'unbundling

Nel corso del 2011 è proseguita la raccolta telematica delle comunicazioni e dei documenti obbligatori previsti a carico delle imprese che svolgono attività di rete nel settore elettrico e del gas, in relazione agli obblighi di separazione funzionale e contabile di cui alla delibera n. 11/07 che ha istituito il *Testo integrato unbundling (TIU)*. In data 28 aprile 2011, è stata altresì estesa anche all'esercizio 2010 la raccolta telematica dei dati di separazione contabile, già conclusa per i precedenti tre esercizi, per i soggetti operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas in, così come previsto dal TIU.

A seguito di apposita consultazione, svolta nella seconda metà del 2011, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con la delibera 36/2012/E/com, ha approvato alcune modifiche al TIU finalizzate all'introduzione di misure volte a incentivare ulteriormente il rispetto degli obblighi di separazione funzionale e contabile a carico dei soggetti operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas. L'adempimento a tali obblighi da parte dei soggetti interessati consente all'Autorità, da un lato, di accertare e monitorare l'adozione, da parte delle imprese verticalmente integrate, di adeguate procedure che impediscano il sussidio incrociato di risorse tra le attività oggetto di regolazione tariffaria e attività libere; dall'altro, di disporre degli elementi informativi in relazione alle grandezze economiche, patrimoniali e fisiche necessarie, direttamente o indirettamente, alla regolazione tariffaria e alla corretta determinazione delle altre prestazioni a carico del sistema.

Le citate integrazioni al testo del TIU prevedono, in breve, che nel caso di mancata ottemperanza agli obblighi di separazione funzionale e contabile, la Cassa Conguaglio per il settore elettrico sospenda, fino ad avvenuto adempimento, le erogazioni di contributi a carico del sistema spettanti direttamente al soggetto inadempiente, fatta salva la possibilità, per l'Autorità, di adottare i provvedimenti sanzionatori di cui all'articolo 2, comma 20, lettera (c), della legge n. 481/95.

Certificazione del gestore del sistema di trasmissione

Con delibera ARG/com 153/11, l'Autorità ha disciplinato le procedure di certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestori di sistemi di trasporto del gas naturale o di trasmissione dell'energia elettrica, alla luce delle disposizioni introdotte dal decreto legislativo n. 93/11, che ha recepito nell'ordinamento nazionale le direttive europee 2009/72/CE e 2009/73/CE. Tali procedure stabiliscono la tempistica e gli adempimenti che i gestori dei sistemi di trasmissione dell'energia elettrica devono rispettare al fine di ottenere la certificazione secondo i modelli di separazione fissati nel decreto n. 93/11.

Per quanto riguarda il gestore della Rete di trasmissione nazionale (RTN), le procedure di certificazione sono riferite al modello della separazione proprietaria della citata direttiva 2009/72/CE e impongono che il gestore dimostri:

- l'effettiva separazione nel controllo societario e nella composizione degli organi sociali da imprese che operano nell'attività di produzione e fornitura di energia elettrica;

- la capacità di svolgere i compiti previsti nella gestione della rete di trasmissione elettrica;
- la proprietà della rete di trasmissione elettrica;
- la capacità e l'autonomia decisionale in relazione alla predisposizione dei Piani decennali di sviluppo della rete di trasmissione elettrica;
- la capacità di gestire in maniera riservata le informazioni commercialmente sensibili e di metterle a disposizione in maniera non discriminatoria;
- l'esistenza di vincoli di riservatezza nella gestione delle informazioni a carico dei dipendenti e dei collaboratori del gestore.

Ai fini della procedura di certificazione dell'RTN, la delibera ARG/com 153/11 prevede verifiche nei confronti dei proprietari di porzioni di rete di trasmissione nazionale diversi dal gestore.

Con delibera dell'Autorità n. 22/2012/com⁷, sono state stabilite apposite modalità per l'invio dei dati necessari per procedure di certificazione dell'RTN, nonché specifiche modalità per il trattamento dei dati da parte degli Uffici dell'Autorità. Allo stato attuale sono in corso attività di analisi e valutazioni sulla conformità delle informazioni fornite dal gestore di trasmissione (Terna), agli obblighi previsti dalla normativa di riferimento, ai fini del rilascio della certificazione.

3.1.2 Regolamentazione tecnica

Servizi di dispacciamento

Con la delibera n. 111/06⁸ e successive modifiche sono state stabilite le condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico in modo da garantire un'equa ripartizione degli sbilanciamenti. Il Mercato per il servizio del dispacciamento è stato ridisegnato attraverso decreti ministeriali e interventi dell'Autorità in attuazione della legge 28 gennaio 2009, n. 2. Le misure intraprese garantiscono incentivi appropriati per migliorare l'efficienza, la promozione dell'integrazione dei mercati e la sicurezza dell'approvvigionamento, in linea con le disposizioni del Terzo pacchetto energia (art. 37, comma 8 della Direttiva 72/2009/CE). Il forte sviluppo delle fonti rinnovabili non programmabili ha richiesto ulteriori revisioni.

Con delibera ARG/elt 160/11, l'Autorità ha avviato un procedimento di revisione della disciplina del dispacciamento, con l'obiettivo di adattarla alle nuove esigenze poste dalle fonti rinnovabili non programmabili per l'approvvigionamento di risorse per il servizio di dispacciamento, per l'efficiente attribuzione dei costi del servizio di dispacciamento sui soggetti che li hanno causati e per consentire una maggiore penetrazione della generazione distribuita. In particolare, la delibera intende rispondere alla necessità di:

- ampliare l'intervallo di frequenza di funzionamento degli impianti di generazione distribuita, allineandolo a quello previsto per gli impianti connessi direttamente con la RTN, in modo da mitigare il rischio di "effetto domino" in caso di grave incidente di rete;

⁷ Delibera del 2 febbraio 2012.

⁸ Delibera del 9 giugno 2006.

- consentire a Terna, in mancanza di alternative praticabili, di ricostituire i margini di riserva mediante azioni di riduzione selettiva della generazione distribuita, anche da fonti rinnovabili, iniziando da quella connessa in media tensione;
- promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento di impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili mediante una più efficiente previsione dell'energia elettrica immessa in rete, evitando che i relativi costi di sbilanciamento gravino sui soli consumatori di energia elettrica;
- valutare possibili revisioni dell'attuale disciplina del dispacciamento tenendo conto del nuovo contesto strutturale e di mercato, in corso di rapido mutamento e delle conseguenti maggiori esigenze di flessibilità del sistema;
- prevedere che Terna quantifichi con cadenza periodica la massima penetrazione della generazione da fonte rinnovabile intermittente (con particolare riferimento agli impianti eolici e fotovoltaici), compatibile con l'assetto di sistema;

Con delibera 84/2012/R/eel⁹ l'Autorità ha approvato l'Allegato A70¹⁰ al Codice di rete di Terna che definisce le tempistiche per l'implementazione degli obblighi in capo alla generazione distribuita ai fini della prestazione dei cosiddetti "servizi di rete", distinguendo tra impianti di nuova realizzazione e impianti esistenti.

Con il documento per la consultazione 35/2012/R/efr¹¹, l'Autorità ha presentato i propri orientamenti relativi alla regolazione del servizio di dispacciamento per le unità di generazione elettrica non programmabili, al fine di promuovere una maggiore responsabilizzazione degli utenti del dispacciamento mediante una migliore previsione dell'energia immessa in rete, in modo da evitare che i costi di sbilanciamento gravino soltanto sui consumatori.

Sul tema più generale del dispacciamento, l'Autorità ha emanato provvedimenti volti all'efficientamento dei flussi informativi scambiati tra i diversi operatori. Con il documento per la consultazione DCO 7/11¹² l'Autorità ha espresso i propri orientamenti relativi ad alcune tempistiche del *settlement*, disciplinato dal Testo integrato del *settlement* (TIS), al fine di risolvere le criticità emerse in merito ai termini entro i quali le imprese distributrici devono inviare a Terna i dati funzionali alle attività di conguaglio annuale e di rettifica ai dati di misura. Con la conseguente delibera ARG/elt 56/11¹³ è stato anticipato il termine ultimo entro cui le imprese distributrici sono tenute a trasmettere dette informazioni, così come proposto nella consultazione.

Regolamentazione tecnica delle reti

Negli ultimi anni il settore elettrico è stato caratterizzato da significativi cambiamenti con impatti potenzialmente rilevanti sull'assetto di rete e sulle perdite di energia a esso associate. In particolare:

- la forte crescita della generazione distribuita da un lato comporta l'avvicinamento della produzione ai siti di consumo, con conseguente diminuzione delle perdite, ma dall'altro, per effetto della localizzazione di alcuni impianti rinnovabili in zone caratterizzate da limitati o nulli

⁹ Delibera dell'8 marzo 2012.

¹⁰ Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita.

¹¹ Delibera del 9 febbraio 2012.

¹² Delibera del 23 marzo 2011.

¹³ Delibera del 5 maggio 2011.

consumi, può anche determinare un incremento delle perdite di rete e la modifica delle loro modalità di esercizio;

- dal 2004 (anno in cui è stato effettuato l'aggiornamento dei fattori di perdita standard) a oggi le reti elettriche, anche per effetto dei meccanismi tariffari incentivanti adottati dall'Autorità, hanno subito un costante processo di efficientamento, anche gestionale, che dovrebbe aver comportato una riduzione delle perdite di rete.

Sulla base delle precedenti considerazioni, l'Autorità ha ritenuto opportuno avviare una valutazione dell'adeguatezza dei fattori di perdita standard di energia elettrica sulle reti di trasmissione e di distribuzione, e dell'eventuale necessità di aggiornamento dei medesimi fattori. Nell'ambito del procedimento attivato con la delibera ARG/elt 52/11¹⁴, l'Autorità ha commissionato al Dipartimento di energia del Politecnico di Milano uno studio finalizzato alla valutazione delle perdite sulle reti di trasmissione e di distribuzione. In base alle risultanze di tale studio, l'Autorità ha ritenuto necessaria la revisione dei fattori di perdita standard e quindi avviato una consultazione¹⁵ sulle suddette proposte di modifica, tenendo conto, tra l'altro, del prevedibile sviluppo della generazione distribuita.

Smart grids

In tema di *smart grids*, con il Testo integrato trasporto (TIT, delibera n. 348/07¹⁶) l'Autorità ha introdotto un sistema di incentivazione finalizzato a favorire lo sviluppo adeguato delle reti di distribuzione dell'energia elettrica, in coerenza con gli obiettivi vincolanti dettati dall'Unione europea, nell'ottica prospettica di una penetrazione molto consistente di fonti rinnovabili. In particolare, è stata prevista per le imprese di distribuzione la possibilità di accedere a una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito pari al 2% per 12 anni; ciò al fine di promuovere l'introduzione di tecnologie innovative (*smart grids*) che possano integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti/consumatori connessi con la rete stessa (generatori, consumatori finali e punti misti), allo scopo di assicurare la fornitura di energia elettrica in modo efficiente, sostenibile e sicuro.

Ai sensi del comma 11.7 del TIT, l'Autorità ha quindi definito, con la delibera ARG/elt 39/10¹⁷, la procedura e i criteri di selezione degli investimenti relativi alle *smart grids*.

Coerentemente con quanto previsto da tale procedura, alcune imprese hanno presentato istanza per l'ammissione al trattamento incentivante.

A partire dall'analisi delle istanze, con la delibera ARG/elt 12/11¹⁸ l'Autorità ha pubblicato una graduatoria, stilata sulla base del rapporto tra l'indicatore dei benefici e il costo del progetto pilota (IP) relativi a ciascun progetto, ammettendo al trattamento incentivante otto progetti, attualmente in corso. La delibera ARG/elt 39/10 ha previsto che ogni sei mesi ciascuna impresa ammessa al trattamento incentivante delle *smart grids* debba inviare agli Uffici dell'Autorità una relazione di avanzamento del progetto. Dalle ultime relazioni si evince che lo stato di avanzamento dei lavori a poco più di un anno dall'approvazione dei progetti risulta essere leggermente in ritardo rispetto ai cronoprogrammi iniziali.

¹⁴ Delibera del 28 aprile 2011.

¹⁵ Documento per la consultazione 26 gennaio 2012, 13/2012/R/eel,

¹⁶ Delibera del 29 dicembre 2007.

¹⁷ Delibera del 25 marzo 2010.

¹⁸ Delibera del 8 febbraio 2011.

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. La delibera ARG/elt 52/09¹⁹, confermando in parte quanto già disposto dalla delibera n. 111/06, prevedeva diversi regimi²⁰ di remunerazione degli impianti essenziali:

- il regime ordinario di remunerazione standard;
- il regime di reintegrazione dei costi;
- i regimi alternativi di remunerazione corrispondenti a modalità alternative di assolvimento dell'obbligo.

L'ammissione al regime di reintegrazione è motivata, da un lato, dall'elevato grado di improbabilità che i citati impianti siano in grado di assicurare un'adeguata remunerazione del capitale investito in assenza di reintegrazione, se obbligati a presentare offerte nei mercati dell'energia e nel mercato dei servizi di dispacciamento a prezzi allineati esclusivamente ai costi variabili, dall'altro lato, dal maggior beneficio atteso per il sistema elettrico rispetto al caso di esclusione, anche parziale, degli stessi impianti dall'elenco degli impianti essenziali.

Con la delibera ARG/elt 110/11²¹, l'Autorità è intervenuta in materia di criteri per la determinazione dei corrispettivi a remunerazione degli impianti essenziali in regime ordinario e di reintegrazione dei costi, al fine di adattare la regolazione ai cambiamenti avvenuti nei mercati delle quote di emissione²² e per definire aspetti procedurali connessi con il riconoscimento dei costi.

Oltre a confermare per l'anno 2012 alcune disposizioni valide per l'anno 2011, la delibera ha semplificato la metodologia di calcolo della componente del costo variabile riconosciuto a copertura del corrispettivo di sbilanciamento e ha aggiornato l'elenco dei prodotti di riferimento per la valorizzazione dei combustibili.

Il quadro dei criteri di determinazione dei corrispettivi per gli impianti essenziali in regime ordinario e di reintegrazione dei costi è stato completato con l'adozione delle delibere ARG/elt 129/11 e ARG/elt 172/11²³. La prima conferma i valori proposti da Terna per gli standard di consumo, di emissione e di costo per additivi, nonché di smaltimento dei residui della combustione relativi alle diverse categorie tecnologia/combustibile; la seconda stabilisce la congruità dei valori standard specifici di ciascuna unità essenziale.

In seguito alla presentazione di specifiche istanze, con delibera ARG/elt 208/11²⁴ l'Autorità ha ammesso alla reintegrazione dei costi per l'anno 2012 i seguenti impianti essenziali: Montemartini di Acea Energia Holding; San Filippo del Mela di Edipower; Augusta, Bari e Sulcis di Enel

¹⁹ Delibera del 29 aprile 2009.

²⁰ Per una definizione dei regimi di remunerazione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema si rinvia alla Relazione annuale sullo stato dei servizi e l'attività svolta del 2011, vol II, Capitolo 2.

²¹ Delibera del 4 agosto 2011.

²² Tali interventi hanno permesso in particolare di ridurre il potenziale impatto distorsivo che i valori delle quote delle emissioni di CO₂ derivante dalle caratteristiche sia del registro nazionale dell'*Emissions Trading Scheme (ETS)*, sia dei valori di riferimento dei mercati ETS.

²³ Delibere rispettivamente del 30 settembre e del 1 dicembre 2011.

²⁴ Delibera del 29 dicembre 2011.

Produzione; Centro Energia Ferrara di E.On Energy Trading. In aggiunta, l'impianto Porto Empedocle è stato ammesso al regime di reintegrazione per un periodo pluriennale al fine di rendere attuabile il piano di investimenti necessario per l'adeguamento alla normativa ambientale.

La delibera ARG/elt 142/11²⁵, ha stabilito i valori dei parametri tecnici ed economici necessari agli utenti del dispacciamento per valutare l'eventuale adesione ai regimi alternativi, quali le quantità di potenza minima d'impegno, le coperture in energia, i prezzi massimi a salire e i prezzi minimi a scendere, nonché il corrispettivo riconosciuto a fronte dell'impegno.

Anche rispetto all'anno 2012, come già accaduto per l'anno 2011, alcuni utenti del dispacciamento hanno espresso l'intenzione di aderire ai regimi alternativi per quantità parziali. Con la delibera ARG/elt 176/11²⁶, l'Autorità ha pertanto modificato i valori di alcuni dei parametri per tenere conto degli effetti della scelta degli operatori sulle esigenze di potenza minima d'impegno. Successivamente, con delibera ARG/elt 209/11²⁷, sono state approvate le proposte contrattuali elaborate da Terna in relazione agli utenti del dispacciamento che hanno aderito ai regimi alternativi per l'anno 2012.

Tempi di connessione alle reti

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con la rete di trasmissione, si precisa che i dati di seguito riportati si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2011 da Terna.

Nell'anno 2011 tale operatore ha ricevuto circa 350 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 15 GW, e nello stesso anno ha messo a disposizione più o meno 330 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 12,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 66 giorni lavorativi.

Intorno a 150 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 5,1 GW, e per solo quattro di questi, corrispondenti a più o meno 330 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della Soluzione tecnica minima di dettaglio (STMD²⁸).

Inoltre, sono state messe a disposizione tre STMD, corrispondenti a circa 310 MW, con tempi medi per la messa a disposizione della STMD, al netto delle interruzioni consentite, pari a 28 giorni lavorativi. Tutte le STMD messe a disposizione sono state accettate dai richiedenti la connessione, mentre per nessuna di esse è stata realizzata la connessione nell'anno 2011.

Nel 2011 Terna ha effettuato un'unica connessione di cliente passivo, con un tempo di realizzazione dell'intervento pari a 615 giorni lavorativi, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni.

²⁵ Delibera del 20 ottobre 2011.

²⁶ Delibera del 6 dicembre 2011.

²⁷ Delibera del 29 dicembre 2011.

²⁸ La soluzione tecnica minima per la connessione, ai sensi della delibera n. 99/08 è la soluzione per la connessione, elaborata dal gestore di rete in seguito a una richiesta di connessione, necessaria e sufficiente a soddisfare la predetta richiesta, compatibilmente con i criteri di dimensionamento per intervalli standardizzati dei componenti adottati dal gestore della rete a cui la connessione si riferisce.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione, si precisa che i dati riportati di seguito si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte nell'anno 2011 dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti .

Nell'anno 2011 le imprese distributrici hanno ricevuto più di 150.000 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di bassa e media tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 11,1 GW, e nello stesso anno hanno messo a disposizione intorno a 140.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 8,7 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 16 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 34 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;
- 53 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Poco meno di 116.000 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 4,2 GW.

Nell'anno 2011 sono state realizzate più di 97.000 connessioni, corrispondenti a circa 1,8 GW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 18 giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici ;
- 37 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi²⁹ .

Nell'anno 2011 le imprese distributrici hanno ricevuto 75 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica da connettere con le reti di alta tensione, corrispondenti a una potenza totale di circa 890 MW, e nello stesso anno hanno messo a disposizione 44 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 600 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 44 giorni lavorativi.

Trentuno preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2011, corrispondenti a una potenza totale di circa 350 MW, e per solo due di questi, corrispondenti a circa 20 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD. Inoltre, è stata messa a disposizione una STMD, corrispondente a circa 7 MW, con un tempo per la messa a disposizione, al netto delle interruzioni consentite, pari a sei giorni lavorativi. La STMD messa a disposizione è stata accettata dal richiedente la connessione, ma questa non è stata realizzata nel medesimo anno.

Con riferimento agli utenti passivi, sulla base di stime preliminari nel corso del 2011 sono state effettuate poco più di 330.000 connessioni con le reti di distribuzione, per la quasi totalità in bassa tensione. Il tempo medio per effettuare tali connessioni è risultato pari a 13,5 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a poco più di nove giorni lavorativi.

²⁹ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguita con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura. I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

Tavola 3.1 Numero di connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2011^(A)

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO CONNESSIONI	TEMPO MEDIO (GIORNI LAVORATIVI) ^(B)
Bassa tensione	331.702	9,1
Media tensione	1.690	24,7
TOTALE	333.392	13,5

(A) Dati provvisori.

(B) 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

L'Autorità procede ogni quattro anni alla revisione complessiva della regolazione tariffaria e della qualità dei servizi. L'esigenza di condurre in parallelo la revisione tariffaria e quella della regolazione della qualità dei servizi deriva dalla necessità di fornire alle imprese regolate stimoli adatti ad assicurare livelli adeguati di qualità del servizio, per evitare che la riduzione dei costi possa essere perseguita a scapito della qualità del servizio fornito.

Nel corso del 2011 l'attività di regolamentazione della qualità dei servizi elettrici ha riguardato i servizi di trasmissione, distribuzione e misura per il periodo di regolazione 2012-2015, procedimento avviato con delibera ARG/elt 149/10³⁰. In esito a detto procedimento sono stati adottati i provvedimenti finali ARG/elt 197/11 e ARG/elt 198/11, riguardanti, rispettivamente, la qualità del servizio di trasmissione dell'energia elettrica e la qualità dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

La delibera ARG/elt 198/11 mantiene sostanzialmente inalterato l'impianto regolatorio vigente che, tramite un meccanismo premi/penalità, promuove il miglioramento della continuità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica e prevede il raggiungimento di livelli obiettivo – uniformi sul territorio nazionale e differenziati solamente per tipologia di rete – entro il 2015 per la durata delle interruzioni ed entro il 2019 per il numero di interruzioni. In tale prospettiva sono state introdotte alcune misure incentivanti finalizzate a premiare, senza maggiori impatti in tariffa, una rapida convergenza tra i livelli di continuità del Nord del Paese e quelli del Sud. È stata infine introdotta una norma che consente alle imprese distributrici con meno di 25.000 utenti di aderire volontariamente alla regolazione premi/penalità della durata e del numero di interruzioni.

Con la delibera ARG/elt 198/11 sono state incluse negli standard individuali di continuità del servizio per gli utenti alimentati in media tensione, anche le interruzioni brevi (di durata compresa tra un secondo e tre minuti). Precedentemente erano in vigore standard individuali per le sole interruzioni lunghe (di durata superiore a tre minuti). Sono stati confermati gli indennizzi automatici per gli utenti alimentati in media tensione in caso di mancato rispetto degli standard da parte delle imprese distributrici, con la novità dell'utilizzo della potenza effettiva interrotta, ai fini della loro quantificazione, in luogo della potenza media interrotta, precedentemente calcolata su base convenzionale. Parallelamente è stato aumentato il parametro che valorizza la potenza interrotta che a regime, varrà 2,7 €/kW interrotto per il prelievo e 0,1 €/kW interrotto per l'immissione. Inoltre, sono stati rafforzati i meccanismi per favorire lo sviluppo di sistemi di protezione degli impianti di utenza in media tensione selettivi rispetto alle protezioni di rete, in

³⁰ Delibera del 27 settembre 2010.

modo da evitare che guasti originati all'interno degli impianti di utenza provochino interruzioni per gli utenti circostanti, anche alimentati in bassa tensione.

Inoltre, la delibera ARG/elt 198/11 ha adottato nuove iniziative in materia di qualità della tensione, con particolare riferimento ai cosiddetti "buchi di tensione" (cali della tensione di rete che non ne determinano l'assenza completa che contraddistingue le interruzioni) e ad altri disturbi della tensione che possono determinare effetti negativi negli impianti di alcuni utenti che necessitano di massima stabilità della tensione. In particolare, la delibera ha avviato un sistema di monitoraggio della qualità della tensione, da realizzarsi in tre anni a partire dal 2012 che prevede l'obbligo, per le imprese distributrici, di monitorare i buchi di tensione in ogni semisbarra in media tensione di cabina primaria di cui sono proprietarie con apparecchiature omologate, da mettere in servizio entro il 31 dicembre 2014. Le imprese distributrici hanno l'obbligo di comunicazione periodica agli utenti in media tensione in relazione ai buchi di tensione registrati sulla semisbarra che li alimenta. Nel corso del periodo di regolazione 2012-2015 verrà approfondita la definizione di indicatori aggregati sintetici per il monitoraggio della performance di rete in materia di buchi di tensione. Per quanto riguarda la bassa tensione, l'Autorità potrà richiedere alle imprese distributrici l'effettuazione di campagne di monitoraggio delle variazioni della tensione di fornitura tramite i contatori elettronici installati presso quasi tutti gli utenti.

Regolamentazione della qualità commerciale dei servizi

Un ulteriore aspetto affrontato in sede di revisione quadriennale della regolazione della qualità dei servizi ha riguardato la disciplina della qualità commerciale. L'avvenuta separazione tra attività di distribuzione e attività di vendita fa sì che i clienti richiedano le prestazioni tipiche delle attività di distribuzione e misura non più direttamente all'impresa distributtrice, ma attraverso il proprio venditore, solitamente tramite chiamata telefonica. Di conseguenza vi è il rischio di disomogeneità nella gestione delle richieste dei clienti sia da parte delle imprese distributtrici sia da parte dei venditori, e una potenziale dilatazione dei tempi per la preventivazione e l'esecuzione di alcune prestazioni, in particolare per i lavori ad ammontare predeterminabile. L'Autorità ha inteso perciò intervenire per garantire ai clienti parità di trattamento e tempi certi nell'adempimento delle loro richieste, in particolare tramite un'armonizzazione dei lavori ad ammontare predeterminabile e l'introduzione del preventivo rapido, di norma telefonico, a cura dei venditori. Al riguardo la delibera ARG/elt 198/11 introduce per il periodo 2012-2015 le seguenti novità:

- l'introduzione di due nuovi standard specifici: il tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura guasto e il tempo massimo per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- l'armonizzazione del trattamento dei reclami dai clienti finali ai venditori;
- l'estensione di alcuni standard di qualità commerciale ai produttori di energia elettrica, specificamente: il tempo massimo per la comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura di proprietà del distributore; il tempo massimo per la sostituzione del gruppo di misura guasto del distributore; il tempo massimo per la comunicazione dell'esito della tensione di fornitura e il tempo massimo per il ripristino del valore corretto della tensione di fornitura;
- la possibilità per i clienti in media tensione di richiedere la verifica documentale e analitica della potenza di corto circuito sul proprio punto di connessione con la rete in media tensione;
- la possibilità di richiedere lo spostamento comune di almeno quattro gruppi di misura da parte degli amministratori di condominio per conto dei clienti;

- la revisione degli importi degli indennizzi automatici base: 35 € per i clienti in bassa tensione domestici, 70 € per i clienti in bassa tensione non domestici e 105 € per i clienti in media tensione.

Vigilanza sulle misure di salvaguardia del sistema elettrico

L'articolo 4 del decreto legislativo n. 93/11 definisce le misure 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. 42 della direttiva 2009/72/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. 37.1, lett. t) della direttiva 2009/72/CE.

Inoltre, il Codice di rete di Terna, redatto sulla base delle indicazioni fornite dalla delibera n. 250/04 e approvato dall'Autorità, contiene diverse misure volte ad assicurare sia la gestione in sicurezza dl servizio di dispacciamento (anche tramite la disponibilità di servizi di interrompibilità con e senza preavviso delle utenze industriali), sia la salvaguardia e sicurezza del sistema elettrico tramite l'attivazione del Piano di emergenza per la sicurezza del servizio elettrico (PESSE)³¹ e del Piano di difesa della rete elettrica. Ogni modifica del Codice di rete e dei suoi allegati da parte di Terna deve essere approvata dall'Autorità.

In particolare il PESSE, definito ai sensi della delibera CIPE 6 novembre 1979, predisposto con la finalità di garantire la gestione in sicurezza del sistema elettrico ed evitare rischi di black-out diffusi, prevede il distacco con preavviso e a rotazione dell'utenza diffusa a media e bassa tensione³² e, per le ore serali, dell'utenza industriale non interessata da contratti con clausola di interrompibilità. Il Piano di difesa della rete elettrica prevede in alcuni casi il distacco con preavviso a rotazione dell'utenza diffusa oltre ad altre misure preventive specificamente volte a garantire la gestione del sistema in sicurezza.

Le comunicazioni delle informazioni, da parte del Gestore della rete, relative all'attivazione del PESSE, degli strumenti del Piano di difesa della rete elettrica e dell'interrompibilità con e senza preavviso sono comunicate con regolarità all'Autorità e al Ministero per lo sviluppo economico.

Laddove se ne ravvisi l'esigenza, l'Autorità può avviare di conseguenza specifiche istruttorie ed eventualmente, se gli esiti delle istruttorie lo richiedono, apposite indagini conoscitive. Nel corso del 2011 non sono state avviate attività in materia.

³¹ Il PESSE, Allegato 20 al Codice di rete Terna in vigore, è stato approvato il 1 luglio 2005 dal Ministero del bilancio e della programmazione economica.

³² I clienti finali domestici in gravi condizioni di salute che hanno documentato l'utilizzo di apparecchiature elettromedicali necessarie per la loro esistenza in vita con le modalità previste dalle norme sul "bonus elettrico" (Decreto 28 dicembre 2007 del Ministro dello sviluppo economico e delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 117/08), di norma non sono interrompibili ai fini del PESSE. Questi clienti possono essere comunque distaccati, se ciò è indispensabile per attuare il PESSE, per il tempo strettamente necessario; in tale evenienza, riceveranno un preavviso personalizzato (art. 3 delibera AEEG ARG/elt 117/08 e successive modifiche e integrazioni).

3.1.3 Tariffe per la connessione e l'accesso alle reti

Connessione alle reti degli impianti di produzione

Con la delibera ARG/elt 187/11³³, che ha aggiornato il *Testo integrato delle connessioni attive* (TICA), l'Autorità ha affrontato il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche disponendo che nel caso di connessioni in aree critiche o su linee critiche, all'atto dell'accettazione del preventivo i richiedenti la connessione, diversi dai clienti domestici, devono mettere a disposizione del gestore di rete un corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete di importo pari al prodotto tra la potenza ai fini della connessione e 20,25 €/kW.

Tali disposizioni non si applicano nel caso di *merchant lines* e di impianti alimentati da fonti non rinnovabili né cogenerativi ad alto rendimento da connettere con la RTN, pur in presenza di connessioni in aree critiche o su linee critiche.

Il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete viene restituito nei casi in cui il richiedente rinunci all'iniziativa, oppure l'iniziativa decada, entro due anni dalla data di accettazione del preventivo, o anche oltre due anni dalla data di accettazione del preventivo, per cause indipendenti dalla responsabilità del richiedente. In tutti gli altri casi il corrispettivo per la prenotazione della capacità di rete viene trattenuto dal gestore di rete e versato alla CCSE. Le disposizioni previste dalla delibera ARG/elt 187/11 si applicano anche nel caso di richieste di connessione già inviate al gestore di rete. Solo in tal modo le predette disposizioni possono essere efficaci, in quanto il problema della saturazione virtuale delle reti elettriche è già attualmente rilevante.

Connessioni e incentivi per gli impianti fotovoltaici

Con riferimento ai meccanismi di incentivazione degli impianti fotovoltaici, con la delibera ARG/elt 149/11³⁴, l'Autorità ha provveduto a dare attuazione a quanto previsto dal decreto interministeriale 5 maggio 2011³⁵ che, introducendo il meccanismo incentivante per gli impianti di produzione fotovoltaici che entrano in esercizio dall'1 giugno 2011, ha previsto che l'Autorità:

- determini le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal medesimo decreto, trovino copertura nel gettito della componente tariffaria A3³⁶ delle tariffe dell'energia elettrica;
- aggiorni i provvedimenti relativi all'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica prodotta, prevedendo che la responsabilità di tale servizio sia, in ogni caso, posta in capo ai gestori di rete ai quali gli impianti risultano essere collegati;

³³ Delibera del 22 dicembre 2011.

³⁴ Delibera del 27 ottobre 2011.

³⁵ Decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con decreto 5 maggio 2011.

³⁶ Il costo sostenuto dai clienti finali per la fornitura di energia elettrica e di gas naturale è composto, oltre che dalle tariffe dei servizi infrastrutturali regolati (reti, stoccaggio, misura), dai prezzi di vendita (materia prima gas naturale/acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica) e dalle imposte, anche da alcune componenti tariffarie il cui gettito è destinato alla copertura di costi relativi ad attività di interesse generale per il sistema elettrico o gas, indicati come oneri generali di sistema (di natura parafiscale) o a meccanismi di natura perequativa, indicati come ulteriori componenti (direttamente discendenti dai meccanismi regolatori dell'Autorità). Per il sistema elettrico la componente tariffaria A3 copre gli incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate.

- determini le modalità con le quali sono remunerate le attività di certificazione di fine lavori eseguite dai gestori di rete, in attuazione delle disposizioni di cui all'art. 9 del medesimo decreto, nonché di cui alla lettera b);
- aggiorni e integri i propri provvedimenti in materia di connessione con la rete elettrica con particolare riguardo all'applicazione dell'art. 2, comma 12, lettera g), della legge n. 481/95, nei casi in cui il mancato rispetto dei tempi per la connessione da parte del gestore di rete comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante, fermo restando il potere di una eventuale applicazione delle sanzioni previste dall'art. 2, comma 20, lettera c), della medesima legge n. 481/95.

Tariffe per il servizio di trasmissione

Con la delibera ARG/elt 199/11³⁷, l'Autorità ha concluso il procedimento avviato con la delibera ARG/elt 6/11³⁸ approvando disposizioni inerenti alla regolazione tariffaria per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il quarto periodo di regolazione 2012-2015, che:

- fissano in 7,4% il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica;
- introducono un correttivo del tasso di remunerazione, pari all'1%, al fine di compensare gli effetti finanziari del *regulatory lag* nel riconoscimento di nuovi investimenti;
- determinano il capitale investito riconosciuto sulla base del criterio del costo storico rivalutato, considerando una ricostruzione parametrica degli incrementi patrimoniali realizzati precedentemente all'anno 2004 e degli incrementi patrimoniali conseguenti agli investimenti effettuati per gli anni successivi;
- includono nella categoria a più forte incentivazione solo progetti strategici per il sistema energetico nazionale, comunque vincolando gli incentivi all'accelerazione degli investimenti e al rispetto della scadenza di completamento delle opere, con il fine di responsabilizzare maggiormente il gestore per la tempestiva realizzazione degli interventi;
- determinano il costo operativo riconosciuto per l'anno 2012 a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2010, tenendo conto della quota parte del valore delle maggiori efficienze conseguite dalle imprese nel secondo e terzo periodo regolatorio, non ancora trasferite agli utenti. Il fattore di recupero di produttività (*X-factor*) nel quarto periodo di regolazione è stato fissato pari al 3% al fine di consentire il recupero delle maggiori efficienze realizzate dalle imprese nel secondo periodo regolatorio entro il 2015 e di quelle conseguite nel terzo periodo entro il 2019;
- articolano in una struttura binomia (potenza/energia) la tariffa a copertura dei costi di trasmissione, con riferimento sia alla tariffa applicata dal gestore del sistema di trasmissione nei punti di interconnessione con le reti di distribuzione, sia al corrispettivo tariffario a copertura dei costi di trasmissione applicato ai clienti finali connessi in alta e altissima tensione.

³⁷ Delibera del 29 dicembre 2011.

³⁸ Delibera del 31 gennaio 2011.

Tariffe per il servizio di distribuzione

Per quanto concerne il servizio di distribuzione, l'Autorità ha mantenuto l'impostazione generale che prevede il disaccoppiamento della tariffa unica applicata ai clienti finali (tariffa obbligatoria), dalla tariffa di riferimento calcolata per la determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi, definita per ciascuna impresa (tariffa di riferimento). Il livello della tariffa obbligatoria viene aggiornato annualmente in una logica di garanzia del vincolo di bilancio per ciascuna tipologia di contratto. Al fine di garantire l'aderenza delle tariffe di riferimento ai costi sottostanti l'erogazione del servizio, il vincolo ai ricavi ammessi viene basato sulla definizione di una tariffa di riferimento monomia, espressa in c€/punto di prelievo/anno, differenziata per livello di tensione; ciò a eccezione della tipologia relativa all'illuminazione pubblica, per la quale la tariffa di riferimento rimane espressa in c€/kWh. La tariffa di riferimento a copertura dei costi di commercializzazione risulta basata su costi standard nazionali, al fine di favorire l'adozione di soluzioni efficienti nella gestione del relativo servizio.

La determinazione delle tariffe di riferimento delle imprese di distribuzione è stata adottata con delibera 157/2012/R/eel³⁹, in considerazione del fatto che i dati trasmessi dalle imprese sono risultati spesso carenti e hanno necessitato di ulteriore affinamento ed elaborazione. Il provvedimento:

- determina il capitale investito riconosciuto, sulla base di una metodologia mista seguendo un approccio parametrico per gli incrementi patrimoniali precedenti al 2008 e basato su valori effettivi per gli investimenti effettuati a partire dal 2008 in poi;
- fissa il tasso di remunerazione del capitale investito netto pari al 7,6% per gli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2011, e all'8,6% per gli investimenti effettuati successivamente, in modo tale da compensare gli effetti finanziari del regulatory lag nel riconoscimento degli investimenti;
- riconosce a fronte di investimenti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2011, una maggiorazione del tasso di remunerazione del capitale investito di 1,5% per 8 anni per la sostituzione di trasformatori nelle cabine MT/BT con nuovi trasformatori a bassa perdita, 2% per 12 anni per progetti pilota innovativi (per esempio smart grid)⁴⁰, 1,5% per 12 anni per il rinnovo e potenziamento delle reti in media tensione nei centri storici, 1,5% per 12 anni per il potenziamento delle capacità di trasformazione delle cabine primarie in aree critiche, 2% per 12 anni per progetti pilota relativi a selezionati sistemi di accumulo.
- definisce il costo operativo per il servizio di distribuzione per l'anno 2012 a partire dal costo effettivo sostenuto nell'anno 2010, tenendo conto della quota parte del valore delle maggiori efficienze conseguite dalle imprese nel secondo periodo regolatorio, lasciate in capo agli esercenti e delle maggiori efficienze conseguite nel terzo periodo regolatorio e ripartite equamente tra esercenti e utenti delle reti. Il fattore di recupero di produttività (*X-factor*) nel quarto periodo di regolazione è stato fissato pari al 2,8%, applicato limitatamente alle componenti della tariffa di riferimento a copertura dei costi delle infrastrutture della distribuzione.

³⁹ Delibera del 26 aprile 2012.

⁴⁰ Selezionati con delibera 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11.

Tariffe per il servizio di misura

Con la delibera ARG/elt 199/11, l'Autorità ha avviato il processo di razionalizzazione della regolazione del servizio di misura dell'energia elettrica istituendo il *Testo integrato del servizio di misura dell'energia elettrica* (TIME). Quest'ultimo comprende un primo corpo di disposizioni enucleato nel *Testo integrato trasporto* (TIT) predisponendolo come un testo unico disciplinare teso a unificare e uniformare tutti gli aspetti della disciplina, evitando disallineamenti tra le diverse disposizioni regolatorie afferenti al servizio di misura, oggi vigenti.

Con opportuna gradualità, l'Autorità intende rivedere le responsabilità in relazione al servizio di misura, con particolare riferimento al perimetro della RTN e ai punti di immissione (impianti di produzione), principalmente in una prospettiva di corretta responsabilizzazione dei diversi operatori in relazione alla rilevazione e alla messa a disposizione delle misure necessarie ai fini delle attività di competenza degli utenti del servizio. Alcuni aggiustamenti rispetto alla precedente regolazione sono stati adottati già dall'1 gennaio 2012, in particolare con riferimento a:

- la determinazione del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi e all'*X-factor*, allineando l'orizzonte temporale per il riassorbimento dei maggiori recuperi di produttività a quello previsto per il servizio di distribuzione;
- l'enucleazione della quota parte della tariffa a copertura del valore residuo dei misuratori dismessi, prevedendo che tale costo sia coperto con una componente tariffaria, a valore reale costante, entro il 2027;
- l'affidamento a Terna della responsabilità della rilevazione e registrazione delle misure nei punti di interconnessione con la RTN e nei punti di prelievo di clienti finali connessi direttamente con la RTN, al fine di raccogliere gli elementi utili a determinare lo sviluppo della regolazione.

Esclusione di trasferimenti incrociati tra attività della filiera

Nel corso del 2011 l'Autorità ha avviato un procedimento nei confronti di tre società operanti nel mercato elettrico (AGSM Verona S.p.A., AGSM Distribuzione S.p.A. e AGSM Energie S.p.A.) per l'accertamento di violazioni della disciplina in materia di obblighi di separazione funzionale e contabile. La disciplina di cui sopra era stata introdotta nell'ordinamento giuridico italiano già nel 2007 con la delibera 11/07 "*Obblighi di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas*" proprio per provvedere, 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.

3.1.4 Regolamentazione e cooperazione internazionale sulle infrastrutture transfrontaliere

Accesso alle infrastrutture e gestione delle congestioni

L'Autorità ha contribuito attivamente al Gruppo di lavoro dell'ACER per la redazione delle tre *Linee guida* pubblicate dall'ACER nel 2011 che riguardano le connessioni con la rete, l'allocazione di capacità e la gestione delle congestioni. Le *Linee guida* in materia di allocazione della capacità e della gestione delle congestioni sono il documento più importante tra quelli predisposti nel corso del 2011 per il settore elettrico. Si tratta di un provvedimento che, oltre a rivedere le attuali modalità di calcolo della capacità di trasporto, prevedendo la possibilità di individuare un sistema zonale per il futuro mercato unico, disciplina i modelli di mercato cui dovranno conformarsi i diversi sistemi europei. Viene prevista l'allocazione dei diritti di capacità nel lungo periodo per mezzo di aste esplicite, l'introduzione del *market coupling* per quanto riguarda le allocazioni su base giornaliera e una piattaforma unica europea per l'allocazione della capacità infragiornaliera.

Una delle disposizioni più importanti è rappresentata dall'allocazione giornaliera della capacità attraverso un meccanismo di asta implicita (dove cioè la capacità di trasporto viene allocata in modo implicito unitamente alla compravendita di energia elettrica), ossia l'accoppiamento di tutte le Borse elettriche europee con la creazione di un meccanismo di *market coupling* a livello continentale. Tale *coupling* richiede l'adozione di un unico algoritmo di risoluzione del mercato elettrico che permetta di individuare i prezzi dell'energia elettrica nei diversi sistemi e contemporaneamente di indicare gli assegnatari della capacità di trasporto disponibile. Notevoli sono gli sforzi di armonizzazione richiesti: dalle tempistiche di accettazione delle offerte degli operatori, alla gestione di prodotti diversi (offerte orarie o complesse) fino alla definizione dei rapporti commerciali tra le diverse Borse e i gestori di rete.

Per quanto riguarda le Iniziative regionali, l'Autorità ha contribuito ad assicurare la continuità delle attività durante il passaggio del coordinamento delle stesse dall'ERGEG all'ACER e alla revisione del loro ruolo nel quadro del nuovo contesto normativo e regolatorio. Con l'approvazione delle Linee guida sull'allocazione della capacità e sulla gestione delle congestioni (*Target Model*), pubblicate il 29 luglio 2011, l'ACER ha istituito dei progetti di dimensione sovranazionale coordinati dai regolatori nazionali e, per ciascuno, è stata definita una *cross-regional roadmap* dettagliata al 2014. All'Autorità italiana, in collaborazione con quella tedesca (BNetzA), è stato affidato il compito di coordinare le attività relative alla preparazione della *roadmap* per il *day-ahead market coupling*, con l'obiettivo finale dell'accoppiamento (*coupling*) dei mercati del giorno prima, entro il 2014.

L'Autorità ha contribuito al dibattito, tuttora in corso, relativo alla scelta di un algoritmo comune per la gestione del *market coupling* e delle modalità di suddivisione dei costi tra TSO (*Transmission System Operators*) e Borse elettriche. Inoltre, ha concentrato le attività della regione Centro-Sud (coordinata dall'Autorità italiana e composta da Italia, Austria, Francia, Germania, Slovenia, Grecia e dalla Svizzera quale paese osservatore) sulle aree prioritarie identificate dal *target model*. Un obiettivo importante raggiunto dalla regione Centro-Sud è l'armonizzazione delle regole di allocazione con la regione Centro-Ovest. Nell'anno appena trascorso la regione Centro-Sud ha implementato l'accordo tra i diversi gestori di rete della regione con la società lussemburghese CASC (*Capacity Allocation Service Company*), che costituisce un'interfaccia commerciale unica per l'acquisto della capacità di trasporto. Le procedure d'asta per l'allocazione della capacità su base annuale, mensile e giornaliera sono partite alla fine di marzo 2011.

Integrazione dei mercati del giorno prima italiano e sloveno

L'1 gennaio 2011 è entrato in operatività il *coupling* fra il mercato del giorno prima della Borsa elettrica italiana e il mercato del giorno prima della Borsa elettrica slovena per l'assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull'interconnessione italo-slovena. L'avvio del *market coupling* ha avuto un impatto positivo sull'efficienza economica nell'allocazione della capacità transfrontaliera. La capacità assegnata, attraverso aste esplicite annuali e mensili, non nominata e rivenduta su base giornaliera tramite il *market coupling* (aste implicite) è in forte aumento. Coerentemente con i differenziali di prezzo tra la Borsa italiana e quella slovena, il *market coupling* ha determinato flussi di energia nel 96,7% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 3,3% in export verso la Slovenia. Come già in passato segnalato dall'Autorità, sulle frontiere nelle quali la capacità giornaliera è stata assegnata con asta esplicita, invece, si sono verificati non di rado flussi di energia incoerenti coi differenziali di prezzo delle Borse dei rispettivi paesi.

L'accordo italo-sloveno scaduto il 31 dicembre 2011 e prorogato fino al 30 giugno 2012, contempla verso la fine del 2012 l'approvazione di un nuovo accordo, volto a definire un meccanismo di *market coupling* per l'anno 2013, idoneo a porre le basi per un successivo eventuale allargamento del progetto ad altri paesi.

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.

Con delibera 102/2012/R/eel⁴¹, l'Autorità ha emanato specifiche disposizioni per la consultazione del Piano decennale di sviluppo della RTN, prevedendo inoltre un sistema di monitoraggio dell'attuazione dello schema di Piano decennale da parte di Terna. Ai sensi dell'art. 37 comma 1, lettera g) della direttiva 72/2009/CE, l'Autorità di regolazione è tenuta a vigilare sui programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione, nonché a fornire, nella sua *Relazione Annuale*, un'analisi di tali programmi sotto il profilo della loro conformità con il Piano di sviluppo della rete a livello comunitario. Nel corso del 2011, ENTSO-E ha approvato solo un primo progetto pilota del Piano decennale di sviluppo della rete europea.

Coordinamento internazionale con altri regolatori e con ACER

Il coordinamento a livello europeo ha visto l'Autorità per l'energia elettrica e il gas impegnata su tre fronti: l'ACER, il CEER e le Iniziative regionali. Tale impegno ha avuto come obiettivo principale la promozione di un mercato europeo dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, assicurando così la corretta implementazione del Terzo pacchetto energia.

Come sopra illustrato nel primo anno di attività dell'ACER, l'Autorità ha contribuito, assieme agli altri regolatori dei paesi membri alla preparazione delle Linee guida per i settori elettrico e del gas. Le *Linee guida* sono gli orientamenti non vincolanti che fissano gli obiettivi e i principi ai quali dovranno ispirarsi ENTSO-E (*European Network of Transmission System Operators for Electricity*) ed ENTSO-G (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) per la redazione dei Codici di rete europei, che disciplinano le tematiche di carattere transfrontaliero e quelle relative

⁴¹ Delibera del 22 marzo 2012.

all'integrazione dei mercati, con l'obiettivo di contribuire all'efficace funzionamento dei mercati interni dell'energia elettrica e del gas.

In ambito CEER l'Autorità ha continuato a contribuire ad attività che non rientrano nelle priorità direttamente affidate ad ACER, concentrando la sua attenzione sulle segnalazioni e sui pareri alle istituzioni europee, sulle questioni dei consumatori, le *smart grids* e gli *smart meters* e sullo sviluppo sostenibile.

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 2011 l'Autorità ha contribuito, con un impegno crescente, ai lavori di implementazione del Trattato che istituisce la Comunità energetica del Sud-est Europa (EnCt), attraverso la partecipazione diretta e continuativa dei propri rappresentanti alle riunioni dello *European Community Regulatory Board* (ECRB) e dei suoi gruppi di lavoro, nonché ai *fora* 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. Nel settore elettrico le attività di lavoro, coordinate dal regolatore serbo con l'associazione dei TSO europei di settore, ENTSO – E, ha approvato un Piano d'azione regionale per l'eliminazione degli ostacoli ancora esistenti nella regione all'apertura del mercato all'ingrosso. Tale Piano mira alla creazione sia di una piattaforma unica di aste implicite giornaliere, mensili e annuali, sia di un dispositivo armonizzato di bilanciamento in forma compatibile col modello europeo.

Nel 2011 l'Autorità ha mantenuto il suo impegno internazionale nel bacino del Mediterraneo attraverso MEDREG (*Association of the Mediterranean Regulators for Electricity and Gas*), di cui è fondatrice e promotrice e che nel 2011 ha celebrato il quinto anniversario dalla sua creazione. Attualmente l'Autorità, dopo due mandati di Presidenza, ricopre la carica di Vice Presidente insieme con il regolatore spagnolo (CNE) e ospita il Segretariato permanente presso la propria sede di Milano. MEDREG rappresenta un modello di riferimento per la cooperazione tra regolatori a livello dell'area del Mediterraneo e si pone tra gli obiettivi quello di realizzare la comunità energetica di detta area entro il 2020. Fra i temi di collaborazione fra regolatori sviluppati nel 2011: le *best practice* nel Mediterraneo per la protezione dei consumatori, gli scambi transfrontalieri di elettricità, lo sviluppo delle *smart grids*, le regole per una piattaforma degli scambi all'ingrosso, i fabbisogni futuri in termini di approvvigionamento e infrastrutture di gas, l'accesso dei terzi alle reti, gli effetti della promozione delle energie rinnovabili, della cogenerazione e dell'efficienza energetica nell'area e la struttura e organizzazione dei sistemi di produzione di energie rinnovabili.

Nell'anno trascorso l'Autorità ha partecipato attivamente ai lavori dell'Unione europea per il Mediterraneo, creata nel 2008 dai capi di Stato e di governo di 43 paesi delle due sponde del bacino; tra i suoi progetti principali essa annovera il Piano solare mediterraneo, con l'obiettivo di promuovere la generazione entro il 2020 di 20 GW da fonti rinnovabili, provenienti da impianti eolici e solari lungo la sponda sudorientale del Mediterraneo. In particolare l'Autorità ha partecipato alle riunioni relative agli aspetti di regolazione dei mercati elettrici e delle fonti rinnovabili del progetto Piano solare mediterraneo.

Infine un cenno alle attività in ambito ICER (*International Confederation of Energy Regulators*) dove l'Autorità, in rappresentanza di MEDREG, ha coordinato le attività del gruppo di lavoro sul

ruolo dei regolatori dell'energia nel garantire l'affidabilità e la sicurezza degli approvvigionamenti a livello nazionale, regionale e globale. Tale lavoro è stato presentato al V Forum dei regolatori dell'energia, che si è tenuto a Quebec City nel maggio 2012.

3.1.5 Conformità alla normativa comunitaria

Implementazione del Terzo pacchetto energia: decreto legislativo n. 93/11

In attuazione della delega contenuta nella legge comunitaria 2009, il Consiglio dei ministri ha approvato il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, perseguendo gli obiettivi di aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti e la concorrenza nel mercato interno dell'elettricità e del gas, di assicurare un'efficace separazione tra imprese che sono proprietarie e che gestiscono reti di trasporto e imprese che utilizzano le reti di trasporto medesime per l'importazione e la vendita di elettricità e/o gas, nonché di tutelare maggiormente i consumatori e, in particolare, i clienti "vulnerabili". La legge comunitaria 2009 prevede altresì che, entro 24 mesi dalla entrata in vigore dei decreti legislativi che il Governo è delegato ad adottare per il recepimento delle direttive, lo stesso può adottare, seguendo apposite procedure specificamente individuate dalla legge stessa, disposizioni integrative e correttive dei decreti legislativi stessi (art. 5, legge comunitaria 2009).

Tra le novità di rilievo introdotte dal decreto legislativo con specifico riferimento al settore elettrico, si ricordano in particolare le disposizioni riguardanti: (i) la definizione di una politica energetica nazionale, (ii) gli obblighi di servizio pubblico e la tutela dei consumatori e (iii) i compiti e poteri dell'Autorità. Si ricorda, inoltre, che il modello di separazione proprietaria tra sistemi di trasporto e gestori dei sistemi di trasporto dell'elettricità introdotto dalla direttiva 72/2009/CE, aveva già trovato applicazione in Italia con il decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (il cosiddetto "Decreto Bersani"). Il legislatore italiano ha pertanto, confermato il modello ormai consolidato, ribadendo l'attribuzione della gestione della rete in regime di concessione a Terna e ha sancito il divieto per Terna sia di esercitare direttamente o indirettamente attività di produzione e di fornitura di energia elettrica, sia di gestire, anche temporaneamente, infrastrutture o impianti di produzione di energia elettrica.

- (i) Per quanto riguarda le disposizioni in materia di politica energetica nazionale, il decreto legislativo n. 93/11 prevede un'attività d'indirizzo e normativa da parte del Ministero dello sviluppo economico al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. A tale scopo, il decreto legislativo stabilisce (art.1) che il Ministero elabori degli scenari decennali di sviluppo dei mercati elettrico e che (art.3) attraverso un decreto del Presidente del Consiglio siano individuati gli impianti e le infrastrutture da realizzare prioritariamente. Il testo del decreto prevede, inoltre, che anche i gestori di rete siano coinvolti nell'elaborazione e realizzazione della strategia energetica nazionale dato che questi ultimi sono chiamati a elaborare dei piani decennali di sviluppo della rete. La principale novità introdotta a questo riguardo dal decreto legislativo è che il potenziamento e l'ammodernamento delle reti di trasporto non è rimesso alle autonome determinazioni dei relativi gestori, ma viene fatto dipendere dalle più complessive esigenze dei sistemi energetici nazionale ed europeo. A questo riguardo, il decreto legislativo attribuisce all'Autorità il compito di fornire un'analisi dei programmi di investimento dei gestori dei sistemi di trasmissione e di trasporto sotto il profilo della loro conformità con il piano di sviluppo della rete a livello comunitario.

- (ii) In materia di obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori, il decreto legislativo oltre ad adottare una definizione di cliente vulnerabile (vedi par. 4.2) prevede, per il settore elettrico, che i clienti domestici e le piccole imprese che non scelgono un fornitore sul mercato libero siano riforniti di energia elettrica nell'ambito del regime di tutela.
- (iii) Infine, il decreto legislativo definisce ulteriormente i compiti e poteri dell'Autorità, tra cui, quello di garantire l'applicazione effettiva da parte degli esercenti i servizi delle misure di tutela dei consumatori, di garantire l'adempimento da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione nonché delle imprese elettriche degli obblighi derivanti dalla direttiva 2009/72/CE e dalle altre disposizioni comunitarie e di effettuare la certificazione dei gestori dei sistemi di trasmissione nazionale. Il decreto legislativo conferma anche i poteri sanzionatori in capo all'Autorità in caso di mancato rispetto delle decisioni giuridicamente vincolanti dell'ACER o dell'Autorità medesima.

Competenze e poteri del Regolatore ai sensi del decreto legislativo n. 93/11

Le direttive 72/2011/CE e 73/2011/CE del 2011 attribuiscono ai regolatori energetici prerogative e poteri in buona misura già previsti dalla legge istitutiva dell'Autorità n. 481/95, e in parte integrati dal decreto legislativo n. 93/11. I punti più rilevanti sono evidenziati nella tavola 3.2.

Tavola 3.2 Prerogative e poteri del regolatore assegnati dal Terzo pacchetto energia

ARTICOLO direttive	CONTENUTO	COMMENTO
Art. 37(12) Art. 41(12)	Qualsiasi parte che abbia subito un pregiudizio e che abbia il diritto di proporre reclamo avverso una decisione relativa alle metodologie adottate ai sensi del presente articolo oppure, quando l'Autorità di regolamentazione deve procedere a consultazioni in merito alle tariffe o alle metodologie proposte, può presentare un reclamo chiedendo la revisione della decisione entro due mesi o entro un periodo più breve, se così previsto dagli Stati membri, dalla pubblicazione della decisione stessa o della proposta di decisione. I reclami non hanno effetto sospensivo.	L'art. 44 del decreto legislativo n. 93/11 recepisce le disposizioni comunitarie in materia di reclami. Il modello disegnato dal legislatore italiano prevede due diverse procedure di gestione. I commi da 1 a 3, che delineano una delle due procedure, attribuiscono funzioni decisorie all'Autorità rispetto ai reclami presentati contro i gestori dei sistemi di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione. Al comma 4 è previsto un secondo modello, con cui l'Autorità, anche avvalendosi dell'Acquirente unico, gestisce i reclami contro i venditori e i distributori di energia elettrica e gas.
Art. 37(1)(b) Art. 41(1)(b)	L'Autorità di regolamentazione ha i seguenti compiti: b) garantire che i gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione e, se necessario, i proprietari dei sistemi, nonché qualsiasi impresa elettrica, ottemperino agli obblighi che a essi incombono a norma della presente direttiva e di altre disposizioni della pertinente normativa comunitaria, anche per quanto riguarda le questioni transfrontaliere.	Art. 43, comma 2, lett. c), del decreto legislativo n. 93/11. La norma, infatti, testualmente prevede che: «2. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas garantisce:c) l'adempimento da parte dei gestori dei sistemi di trasmissione e distribuzione e, se necessario, dei proprietari dei sistemi, nonché di qualsiasi impresa elettrica o di gas naturale, degli obblighi derivanti dalle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, dei regolamenti 713/2009/CE,

ARTICOLO direttive	CONTENUTO	COMMENTO
		714/2009/CE e 715/2009/CE, nonché da altre disposizioni della normativa comunitaria, ivi comprese quelle in materia di questioni transfrontaliere».
Art. 37(1)(d) Art. 41(1)(d)	L'Autorità di regolamentazione ha i seguenti compiti: d) osservare e attuare le pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti dell'Agenzia e della Commissione.	Commi 4 e 5 dell'art. 46 del decreto legislativo di recepimento che, tuttavia, fa riferimento a una "cooperazione" dell'Autorità con l'ACER e la Commissione e non parla di attuazione delle decisioni giuridicamente vincolanti dell'ACER e della Commissione europea. Si richiama anche l'art. 45 che, al comma 2, prevede che «L'Autorità per l'energia elettrica e il gas irroga altresì sanzioni amministrative pecuniarie in caso di mancato rispetto delle decisioni giuridicamente vincolanti dell'ACER o dell'Autorità medesima».
Art. 37(1)(q) Art. 41(1)(r)	L'Autorità di regolamentazione ha i seguenti compiti: q) e r) vigilare sull'applicazione delle norme che disciplinano funzioni e responsabilità dei gestori dei sistemi di trasmissione, dei gestori dei sistemi di distribuzione, dei fornitori, dei clienti e di altri soggetti partecipanti al mercato ai sensi del regolamento (CE) 714/2009.	L'art. 43, comma 3, lett. b), del decreto legislativo n. 93/11, testualmente, prevede che: «3. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas vigila: b) sull'applicazione delle norme che disciplinano funzioni e responsabilità dei gestori dei sistemi di trasmissione, dei gestori dei sistemi di trasporto, dei gestori dei sistemi di distribuzione, dei fornitori, dei clienti e di altri soggetti partecipanti al mercato ai sensi del regolamento (CE) 714/2009 e del regolamento (CE) 715/2009».
Art. 37(4)(b) Art. 41(4)(b)	All'Autorità di regolamentazione deve essere conferito il potere di effettuare indagini sul funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e di adottare e imporre i provvedimenti opportuni, necessari e proporzionati per promuovere una concorrenza effettiva e garantire il buon funzionamento del mercato. Ove appropriato, l'Autorità di regolamentazione ha anche il potere di cooperare con l'Autorità nazionale preposta alla tutela della concorrenza e con le Autorità di regolamentazione dei mercati finanziari o con la Commissione nello svolgimento di un'indagine relativa alla legislazione sulla concorrenza.	La disciplina introdotta dal decreto legislativo n. 93/11 è, in linea generale, conforme. Il primo periodo trova attuazione nell'art. 43, c. 5. Per quanto concerne la disposizione relativa a rapporti di cooperazione con le Autorità nazionali preposte alla tutela della concorrenza, si segnala che l'art. 46, ai commi 1 e 2, prevede una collaborazione tra l'Autorità e l'Autorità garante della concorrenza e del mercato al fine di assicurare una efficace regolazione dei mercati e la concorrenza nel settore dell'energia.

ARTICOLO direttive	CONTENUTO	COMMENTO
Art. 35(5)(a) Art. 39(5)(a)	Per tutelare l'indipendenza dell'Autorità di regolamentazione gli Stati membri provvedono in particolare affinché: a) l'Autorità di regolamentazione possa prendere decisioni autonome, in maniera indipendente da qualsiasi organo politico, e disponga di dotazioni finanziarie annuali separate, di autonomia di esecuzione del bilancio assegnato e di risorse umane e finanziarie idonee allo svolgimento delle sue attività.	La legge n. 481/95 aveva già previsto l'indipendenza e l'autonomia dell'Autorità. Per quanto concerne il decreto legislativo n. 93/11, gli artt. da 43 a 46 sono dedicati all'Autorità, disciplinandone obiettivi, funzioni e poteri.
Art. 37(4)(c) Art. 41(4)(c)	All'Autorità di regolamentazione devono essere conferiti almeno i poteri seguenti: c) il potere di richiedere alle imprese elettriche tutte le informazioni pertinenti per l'assolvimento dei suoi compiti, incluse le motivazioni di eventuali rifiuti di concedere l'accesso a terzi e tutte le informazioni sulle misure necessarie per rafforzare la rete.	Si evidenzia che la legge n. 481/95 aveva previsto all'art. 2, comma 20, lett. a), un generico potere di richiedere, ai soggetti esercenti il servizio, informazioni e documenti sulle loro attività. Il decreto legislativo n. 93/11 disciplina all'art. 5 l'obbligo per i fornitori di gas e di energia elettrica di tenere a disposizione dell'Autorità, del Ministero dello sviluppo economico e dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato i dati relativi alle transazioni inerenti i contratti di fornitura.
Art. 37(4)(d) Art. 41(4)(d) Art. 41(5)(a)	All'Autorità di regolamentazione devono essere conferiti almeno i seguenti poteri: d) di imporre sanzioni effettive, proporzionate e dissuasive alle imprese elettriche che non ottemperano agli obblighi a esse imposti dalla presente direttiva o alle pertinenti decisioni giuridicamente vincolanti dell'Agenzia o della stessa Autorità di regolamentazione; o di proporre a una giurisdizione competente di imporre tali sanzioni. Ciò include il potere di imporre o proporre di imporre sanzioni fino al 10% del fatturato annuo del gestore del sistema di trasmissione al gestore del sistema di trasmissione o fino al 10% del fatturato annuo dell'impresa verticalmente integrata all'impresa verticalmente integrata, secondo i casi, per inosservanza dei rispettivi obblighi che incombono loro a norma della presente direttiva.	L'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 disciplina i poteri sanzionatori dell'Autorità fermi restando quelli già attribuitigli in materia dalla legge n. 481/95. In realtà, le previsioni di cui all'art. 45 del decreto legislativo n. 93/11 potrebbero non essere pienamente conformi a quelle delle direttive. Sembra permanere una parziale incongruenza, come rilevato dall'Autorità durante l'iter di approvazione del medesimo decreto legislativo n. 93/11; infatti, l'art. 45 individua i limiti edittali delle sanzioni sia nel massimo sia nel minimo come previsto anche dalla legge n. 481/95, ma prevede pure l'ulteriore "tetto" del 10% del fatturato annuo dell'impresa verticalmente integrata nello svolgimento delle attività afferenti la violazione nell'ultimo esercizio chiuso prima dell'avvio del procedimento sanzionatorio.

ARTICOLO direttive	CONTENUTO	COMMENTO
Art. 37(5)(c) Art. 41(5)(a)	Oltre ai compiti e alle competenze a essa conferiti a norma dei paragrafi 1 e 4 del presente articolo, qualora sia stato designato un gestore di sistema di trasmissione a norma del Capo V, all'Autorità di regolamentazione saranno attribuiti almeno i seguenti compiti e competenze: c) agire in qualità di Autorità per la risoluzione delle controversie sorte tra l'impresa verticalmente integrata e il gestore del sistema di trasmissione in seguito a eventuali reclami presentati ai sensi del paragrafo 11.	L'art. 44, comma 1 del decreto legislativo, statuisce che l'Autorità decide sui reclami presentati contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione, per quanto concerne gli obblighi imposti in attuazione delle direttive sui mercati interni dell'energia.
Art. 37(4)(e) Art. 41(4)(e)	Gli Stati membri provvedono affinché le Autorità di regolamentazione siano dotate di adeguati diritti di inchieste e pertinenti poteri istruttori per la risoluzione delle controversie di cui ai paragrafi 11 e 12.	È in parte attuato dall'art. 2, comma 12, lett. m), della legge n. 481/95, che prevede il potere dell'Autorità di valutare i reclami proposti dagli utenti e dai consumatori.

3.1.6 Gestione delle controversie

Come illustrato nella tavola 3.2 il decreto legislativo n. 93/11 (art. 44 comma 1) statuisce che l'Autorità decide sui reclami presentati contro un gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di un sistema GNL o di distribuzione, per quanto concerne gli obblighi imposti in attuazione delle direttive sui mercati interni dell'energia. Assieme ai poteri già attribuiti all'Autorità dalla propria legge istitutiva (art. 2, comma 12, lett. m della legge n. 481/95) le disposizioni previste dall'art 37, comma 4, lett. e e dell'art. 41, comma 4, lett. e delle direttive CE 72 e 73 del 2009 risultano implementate nella normativa nazionale.

L'art. 44 del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, in attuazione dell'art. 37, comma 11, della direttiva 2009/72/CE e dell'art. 41, comma 11, della direttiva 2009/73/CE, disciplina due differenti tipologie di reclami:

- reclami presentati contro il gestore di un sistema di trasmissione, di trasporto, di stoccaggio, di GNL o di distribuzione per quanto concerne gli obblighi a tali gestori, imposti in attuazione delle direttive comunitarie sui mercati interni dell'energia elettrica e del gas naturale (commi 1, 2);
- reclami dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale e di energia elettrica (comma 4).

Per quanto riguarda i reclami del primo alinea, il sopracitato art. 44 aggiunge, al comma 3, che l'Autorità emana specifiche direttive per la disciplina, ai sensi dell'art. 2, comma 24, lettera b), della legge n. 481/95. Tale disposizione prevede l'istituzione presso l'Autorità di apposite procedure di conciliazione e di arbitrato in contraddittorio nei casi di controversie insorte tra

utenti e soggetti esercenti il servizio che possano essere rimesse in prima istanza alle commissioni arbitrali e conciliative, istituite presso le Camere di commercio, industria, artigianato e agricoltura.

In attesa dell'attuazione del comma 3 dell'art. 44, che presuppone il preventivo perfezionamento di accordi interistituzionali, l'Autorità ha comunque deciso di assicurare la trattazione di questi reclami tramite la creazione nel proprio organigramma di un'apposita l'Unità arbitrato e controversie tra operatori. Inoltre, con la delibera 57/2012/E/com⁴², l'Autorità ha avviato un procedimento volto all'adozione della disciplina dei reclami a eccezione quelli presentati da consumatori finali e da *prosumer* (ovvero i soggetti che sono al contempo produttori e consumatori finali di energia elettrica). Per esigenze di razionalizzazione delle attuali procedure di reclamo, la medesima disciplina verrebbe applicata, con alcuni adattamenti, anche alla trattazione delle controversie insorte tra produttori e gestori di rete in relazione all'erogazione del servizio di connessione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili.

Per i reclami di cui al secondo alinea, l'Autorità è tenuta ad assicurarne il trattamento efficace, avvalendosi dell'Acquirente unico, e a vigilare affinché siano applicati i principi in materia di tutela dei consumatori di cui all'Allegato I delle direttive 2009/72/ CE e 2009/73/CE; ciò in continuità rispetto all'attività di gestione dei reclami dei consumatori attualmente già in corso. L'Autorità sta, tra l'altro, predisponendo un regolamento per la trattazione delle procedure di conciliazione per un apposito "Servizio conciliazione energia", da istituire presso l'Acquirente unico⁴³.

⁴² Delibera del 1 marzo 2012.

⁴³ Acquirente Unico S.p.A. è la società per azioni del gruppo Gestore dei Servizi Energetici (GSE S.p.A.), cui è affidato per legge il ruolo di garante della fornitura di energia elettrica ai piccoli consumatori (in genere famiglie e alle piccole imprese): il compito di Acquirente Unico è quello di acquistare energia elettrica alle condizioni più favorevoli sul mercato e di cederla ai distributori o alle imprese di vendita al dettaglio, per la fornitura ai piccoli consumatori che fanno parte del cosiddetto "mercato tutelato" cioè che non acquistano sul mercato libero (vedi infra per definizione di mercato tutelato).

3.2 Promozione della concorrenza

3.2.1 Mercati all'ingrosso

Secondo i primi dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2011 la domanda di energia elettrica è aumentata dello 0,6% rispetto all'anno precedente. In particolare, la domanda è risultata pari a 332,3 TWh, in crescita di poco meno di 2 TWh rispetto al 2010. Durante lo stesso periodo, il Prodotto interno lordo (PIL) ha registrato un aumento dello 0,4%. La domanda relativa al 2011 è comunque ancora molto inferiore in confronto a quella registrata nel periodo precedente la crisi, risultando più bassa di circa 7 TWh se paragonata alla disponibilità per il consumo nel 2008.

Il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo nel mese di luglio, quando ha raggiunto 56,5 GW.

Nel corso del 2011, la produzione nazionale destinata al consumo ha coperto l'86,3% del fabbisogno complessivo, confermando nella sostanza la quota registrata nell'anno precedente (86,6%). La parte restante della domanda è stata soddisfatta mediante importazioni nette dall'estero per 45,6 TWh, in aumento del 3,3% rispetto all'anno precedente, in ragione di un incremento dell'energia ricevuta dall'estero.

Tavola 3.3 Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2011

GWh

	2010	2011 ^(A)	VARIAZ. %
Produzione lorda	302.062	300.389	-0,6%
Servizi ausiliari	11.314	11.223	-0,8%
Produzione netta	290.748	289.166	-0,5%
Ricevuta da fornitori esteri	45.987	47.349	3,0%
Ceduta a clienti esteri	1.827	1.723	-5,7%
Destinata ai pompaggi	4.454	2.518	-43,5%
Disponibilità per il consumo	330.455	332.274	0,6%
Perdite	20.570	20.574	0,0%
Consumi al netto delle perdite	309.884	311.700	0,6%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

Nel corso del 2011 la produzione lorda totale di energia elettrica è risultata pari a circa 300,3 TWh, in diminuzione dello 0,6% rispetto al livello registrato nel 2010. I dati disaggregati per fonte evidenziano un calo della produzione termoelettrica (-3,7%), da circa 222 TWh nel 2010 a 214 TWh nel 2011 (Tavola 3.3). La produzione di energia elettrica da gas naturale ha registrato una contrazione del 7,0% rispetto al livello raggiunto un anno prima, mentre è aumentata in misura significativa la generazione elettrica da carbone (+11,1%). Nel 2011, è proseguita la contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-9,5%), che segue alla riduzione dell'anno precedente (-37,6%).

La produzione da fonti rinnovabili è aumentata nel 2011 del 9,4% rispetto al livello segnato nel 2010. Tale risultato è stato conseguito nonostante la riduzione della produzione idroelettrica da apporti naturali (-9,3%) ed è imputabile, oltre che al forte aumento registrato nella generazione da biomassa e rifiuti (+19,9%), fonte eolica (+11,1%) e geotermica (+5,2%), alla crescita esponenziale

nella generazione fotovoltaica (+463%), che ha raggiunto circa 10,7 TWh, contro i circa 1,9 TWh dell'anno precedente.

Il saldo estero per il 2011, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 45.626 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 47.349 GWh (+3,0% sul 2010), e le esportazioni, pari a 1.723 GWh (-5,7% sul 2010). Nel 2011 esso ha garantito la copertura del fabbisogno nella misura del 13,7%.

L'incremento delle importazioni nel 2011 è legato a un forte aumento dell'energia proveniente dalla Francia (+2.646 GWh) e dalla Svizzera (+2.391 GWh), solo in parte bilanciato da una riduzione delle importazioni dalla Slovenia (-2.717). Per quanto riguarda le esportazioni, la diminuzione dei flussi di energia ha riguardato prevalentemente gli scambi con la Francia (-161 GWh).

In termini di energia elettrica netta generata, la quota di mercato del gruppo Enel prosegue la riduzione riscontrata nel corso degli ultimi anni, dal 27,5% del 2010 al 26% del 2011. Inoltre, si riducono significativamente la quota di Edison (8,5% nel 2011 contro il 10,8% nel 2010) e, in misura inferiore, le quote di mercato di Eni, E.On ed Edipower. A beneficiare dei maggiori spazi di mercato resi disponibili dai principali produttori sono stati GDF Suez, la cui quota di mercato è balzata dallo 0,3% nel 2010 al 3,1% nel 2011, e gli operatori di piccole dimensioni. A tale riguardo si segnala che nel corso dell'esercizio 2011, a seguito dello scioglimento della Joint Venture tra Acea e GDF SUEZ Energia Italia, quest'ultima tra l'altro ha acquisito, in virtù della scissione non proporzionale di Acea Electrabel Produzione, il 100% di tale società ora denominata GDF Suez Produzione, che attualmente possiede, direttamente o indirettamente, tre impianti di produzione termoelettrica a ciclo combinato. Anche gli impianti eolici detenuti da Acea Electrabel Produzione sono passati a GDF Suez Energia Italia, che ha inoltre acquisito interamente e poi incorporato la società Eblacea, aumentando di conseguenza la sua partecipazione in Tirreno Power fino al 50%.

Il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione netta, evidenzia un'ulteriore diminuzione della concentrazione del mercato. L'indice relativo al 2011 assume un valore pari a 951, rispetto al valore di 1.087 del 2010.

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna e dei produttori.

La massima capacità di generazione netta installata al 31 dicembre 2011 risulta pari a 118,4 GW, mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 95 GW (Tavola 3.4).

Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono quattro: Enel (32,6%), Edipower (6,9%), Edison (6,4%), Eni (5,3%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 45,8%. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato rispetto al 2010; infatti, il valore relativo al 2011 è pari a 1.243, mentre era uguale a 1.596 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 cinque: Enel (37,9%), Edison (7,9%), Edipower (7,6%), Eni (6,1%) ed E.On (5,4%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 53,4%. L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2011 è pari a 1.673, in calo rispetto al valore del 2009 (1.906).

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), 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. L'operatore, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX, segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia.

L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto e si svolge in un'unica sessione in asta implicita relativa al giorno successivo, mentre il 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 e le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sull'MGP. Il 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, con orari di chiusura diversi e in successione.

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. 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, mentre l'MB è articolato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione.

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

Nel novembre 2008, la 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 (Prezzo unico nazionale – 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) che rappresenta la piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali.

Per quanto riguarda la partecipazione al mercato, nel 2011 si è registrato una riduzione del numero degli operatori iscritti ai mercati elettrici del GME rispetto all'anno precedente, da 207 del 2010 a 192 del 2011. Tuttavia, tale dato non si traduce in un calo del numero di operatori attivi sul mercato, che invece risulta in crescita, in particolare sui mercati infragiornalieri (+22 operatori), per effetto anche dell'introduzione delle sessioni MI3 e MI4. La crescita ha riguardato anche MGP, dove gli operatori attivi sono risultati 138 (+7 operatori).

In aumento risulta inoltre la partecipazione su MSD, con 28 operatori (+5), sulla Piattaforma di registrazione delle contrattazioni a termine (PCE), e su MTE (+7).

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel corso del 2011 si è registrata, rispetto all'anno precedente, una significativa riduzione del volume e della quota di energia ceduta in Borsa sul totale delle contrattazioni. L'energia scambiata nel MGP tramite contratti bilaterali è risultata pari a 131,2 TWh, in aumento di circa 22 TWh rispetto all'anno precedente, rappresentando il 42,2% dell'energia complessivamente scambiata (contro il 37,4% nel 2010).

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Con riferimento alla riduzione dei volumi scambiati su MGP, nel 2011 si è assistito a una riduzione degli acquisti da parte degli operatori non istituzionali (-17 TWh), la cui quota si riduce del 30% e, in misura inferiore, degli acquisti da parte degli operatori istituzionali, Gestore Servizi Energetici ("GSE") e Acquirente Unico (-2%).

Tavola 3.6 Contratti bilaterali sul MGP nel 2010

TWh

CONTRATTI	2010	2011
Contratti bilaterali	119,1	131,1
Nazionali	129,1	148,8
<i>di cui Acquirente Unico</i>	41,8	36,8
<i>di cui altri operatori</i>	87,3	112,0
Esteri	0,4	0,4
Saldo programmi PCE ^(A)	-10,4	-18,1

(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 AEEG su dati GME.

Le operazioni di concentrazione nel settore dell'energia elettrica nel 2011

Nel 2011 i volumi delle operazioni di fusione e acquisizione in Italia sono risultati condizionati da un clima macroeconomico segnato ancora da forte incertezza.

Tra le operazioni societarie nel settore elettrico, risultano di rilievo:

- gli accordi di separazione tra Acea e GDF Suez Energia Italia. In particolare, a seguito dello scioglimento della Joint Venture tra Acea e GDF SUEZ Energia Italia, quest'ultima ha acquisito, in virtù della scissione non proporzionale di Acea Electrabel Produzione, il 100% di tale società ora denominata GDF Suez Produzione, che attualmente possiede, direttamente o indirettamente, tre impianti di produzione termoelettrica a ciclo combinato. Anche gli impianti eolici detenuti da Acea Electrabel Produzione sono passati a GDF Suez Energia Italia, che ha inoltre acquisito interamente e poi incorporato la società Eblacea, aumentando di conseguenza la sua partecipazione in Tirreno Power fino al 50%;
- la cessione da parte di Enel Produzione a SE Hydropower, in ottemperanza agli accordi tra Enel Produzione e Società Elettrica Altoatesina (Sel) del ramo d'azienda relativo alle 7 centrali idroelettriche riconducibili alle piccole derivazioni idroelettriche insistenti nella provincia di Bolzano: Fontana Bianca, Frena, Pontives, Predoi, Selva Gardena e Stegola;
- la cessione da parte di Sel AG a Ecotherm dell'attività di produzione di energia elettrica;
- l'operazione di incorporazione da parte di Fegrigoni Cartiere dell'impresa Cartiere Miliani Fabriano;
- la cessione da parte del Consorzio Centrale Elettrica Bognanco a Idreg Piemonte dell'attività di produzione di energia elettrica;
- la cessione da parte del Comune di Campo Tures all'Azienda Elettrica Campo Tures dell'attività di produzione di energia elettrica;
- l'operazione di incorporazione da parte di Acea Risorse e Impianti per l'Ambiente di Terni EN.A. e E.A.L.L;
- l'operazione di incorporazione da parte di E.On Climate&Renewables Italia del Parco Eolico di Florinas;

- il conferimento da parte di Enel Produzione a SF Energy srl (società di cui Enel Produzione, Società Elettrica Altoatesina e Dolomiti Energia possiedono pari quote di partecipazione del capitale) le centrali di San Floriano D'Egna (provincia di Bolzano) e Stramentizzo (provincia di Trento);
- l'operazione di incorporazione da parte di Cofely Italia delle imprese Acerra Energia, Boffalora Energia e Nera Montoro Energia.

3.2.1.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato all'ingrosso

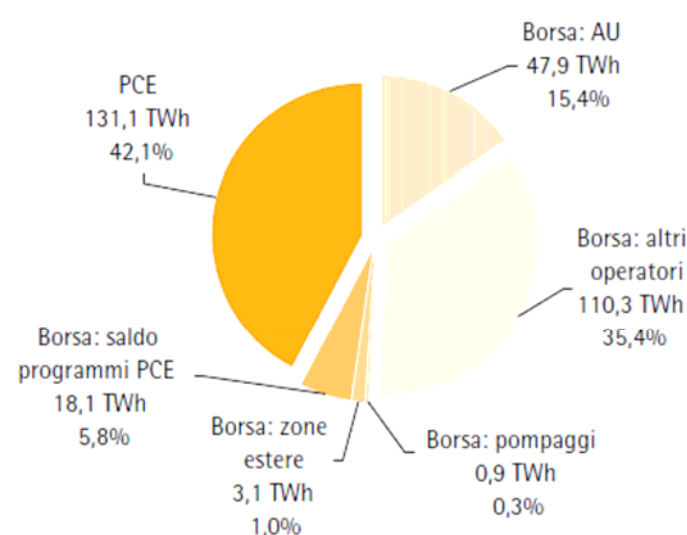
Il mercato del giorno prima

Nel 2011 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 311,5 TWh, in diminuzione del 2,2% rispetto al 2010. La domanda nazionale si è ridotta del 2,1%, in ragione soprattutto di una forte contrazione dei volumi acquistati nella zona Nord (-4,0%). In controtendenza, la domanda in Sardegna è invece cresciuta a livelli molto sostenuti (+14,3%). In netto calo, se paragonata al 2010, risulta anche la domanda estera (-8,1%).

Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 180,3 TWh, in diminuzione del 9,6% rispetto all'anno precedente; la liquidità del mercato si è pertanto attestata al 57,9%, inferiore di poco meno di cinque punti percentuali rispetto al 2010. Alla riduzione della domanda di borsa ha contribuito in maniera determinante la contrazione degli acquisti effettuati dagli operatori diversi dall'Acquirente unico, passati da 134,3 TWh a 110,3 TWh (-17,9%).

La domanda sottostante i contratti bilaterali, al contrario, ha registrato un incremento di circa 12 TWh (+10,1%), a seguito di un forte aumento della domanda espressa dagli operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (+28,4%). In riduzione sono invece risultati gli acquisti effettuati da quest'ultimo tramite contratti bilaterali (-12,1%).

Figura 3.1 Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2011

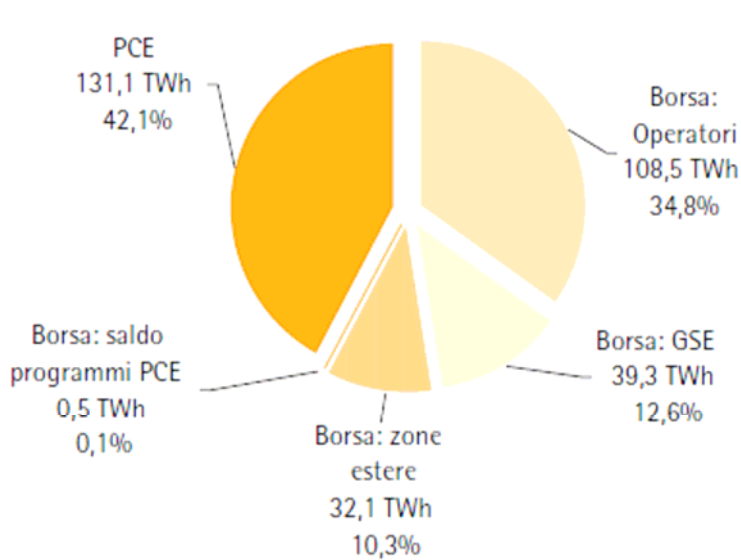


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

L'andamento dei volumi offerti in borsa evidenzia un calo del 10,3% delle offerte degli operatori nazionali rispetto al 2010, risultando queste nell'ultimo anno pari a 108,5 TWh. In forte riduzione risultano anche le offerte del GSE (-15,8%), passate da 46,7 TWh nel 2010 a 39,3 TWh nel 2011.

Con riferimento alla Piattaforma dei conti energia a termine (PCE, vedi oltre la descrizione) a un forte aumento dell'offerta nazionale (+11,4%) si è accompagnato un significativo incremento dell'offerta estera (+4,0%), attestatasi a 17,8 TWh nel 2011.

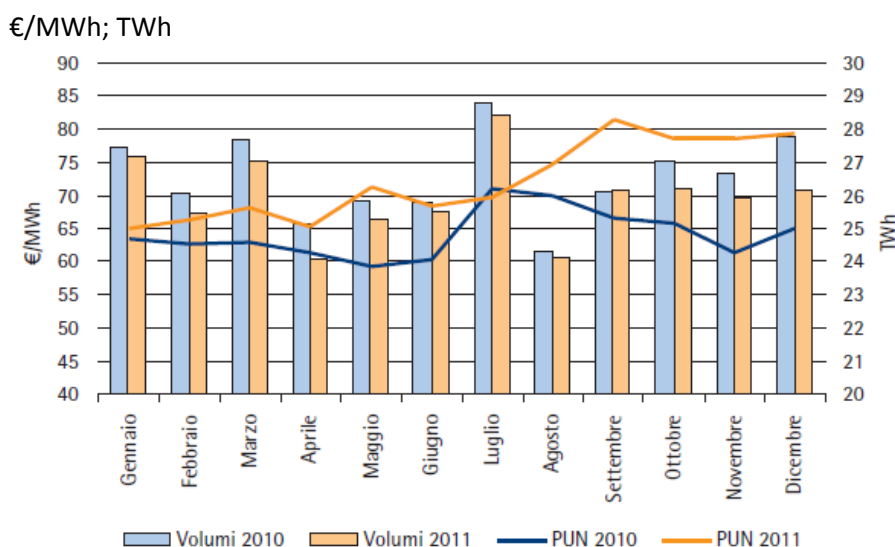
Figura 3.2 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2011



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La borsa elettrica italiana ha registrato per il 2011 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 72,23 €/MWh, in forte aumento rispetto all'anno precedente (+12,6%). L'incremento è risultato particolarmente accentuato nelle ore fuori picco⁴⁴, con riferimento alle quali il prezzo medio è aumentato di più di 9 €/MWh rispetto all'anno precedente. Il prezzo medio mensile più elevato è stato registrato nel mese di settembre, quando ha superato gli 81 €/MWh, mentre il picco di domanda mensile si è confermato nel mese di luglio (28,4 TWh).

Figura 3.3 Andamento del Prezzo unico nazionale nel 2011



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

⁴⁴ Sulla base della definizione adottata dal GME, le ore fuori picco comprendono tutte le ore dei giorni festivi e, nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 8:00 e tra le 20:00 e le 24:00.

L'indice HHI, calcolato in relazione alle vendite di energia, evidenzia una forte diversificazione del livello di concentrazione a livello zonale. La macrozona Nord si conferma come quella più competitiva (HHI medio pari a 1.205), mentre più critica risulta la situazione in Sicilia (HHI medio pari a 3.278) e in Sardegna (HHI medio pari a 3.627).

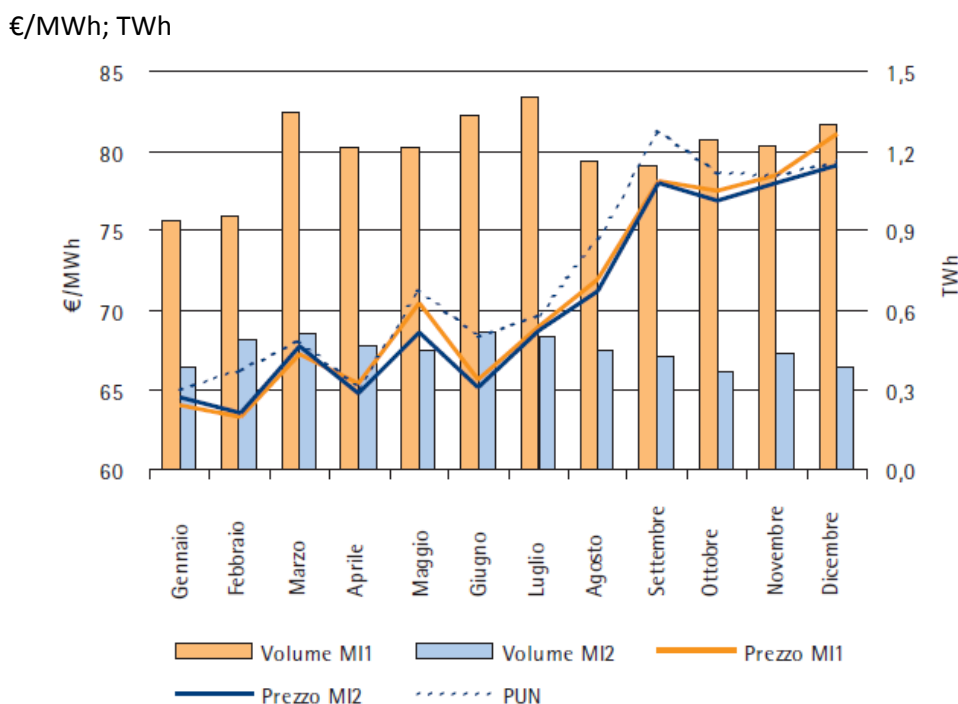
L'indice di operatore marginale⁴⁵ a livello di Sistema Italia, calcolato con riferimento ai volumi, mostra un leggero incremento rispetto al 2010; mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati sui quali il primo operatore ha fissato il prezzo è stata mediamente del 22% circa nel 2010, tale quota ha superato il 23% nel 2011. A livello zonale, le condizioni di maggiore criticità si evidenziano in Sicilia (indicatore in media pari al 65% circa) e in Sardegna (indicatore in media pari al 39% circa).

Mercato infragiornaliero

Nel corso del 2011 nel MI1 e nel MI2 sono stati scambiati rispettivamente 14,5 TWh e 5,4 TWh di energia. Il prezzo medio di acquisto nel MI1 è risultato pari a 71,22 €/MWh, quello nel MI2 a 70,17 €/MWh.

A livello zonale, tanto nel MI1 quanto nel MI2 il prezzo medio massimo è stato registrato in Sicilia (rispettivamente 90,16 €/MWh e 80,02 €/MWh), quello più basso nella zona Sud (rispettivamente 67,42 €/MWh e 66,76 €/MWh).

Figura 3.4 Andamento dei prezzi medi e delle quantità sul MI nel 2011



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

⁴⁵ Indice relativo ai singoli operatori che hanno fissato almeno una volta il prezzo di vendita. Per ciascun operatore, in ciascun intervallo di tempo considerato e ciascuna macrozona, è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo, vale a dire come rapporto tra la somma delle quantità vendute (inclusi i contratti bilaterali) nelle zone geografiche su cui ha fissato il prezzo incluse nella macrozona e la somma delle quantità complessivamente vendute nella macrozona.

Il Mercato per il servizio di dispacciamento

Per quanto riguarda l'MSD, dati ufficiali relativi al 2011 sono disponibili con riferimento al mercato *ex ante*. Gli acquisti a salire sono risultati pari a 4,7 TWh, in diminuzione del 32,1% rispetto al 2010. Un picco negli acquisti è stato registrato nel mese di gennaio, quando essi hanno raggiunto 0,5 TWh di energia. Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 4,9 TWh, in forte riduzione in confronto all'anno precedente (-67,1%). Il punto di massimo in termini di volumi scambiati è stato toccato nel mese di luglio (0,7 TWh).

Le regole di remunerazione delle offerte adottate su MSD non consentono il calcolo di un prezzo di sintesi analogamente a quanto fatto per gli altri mercati gestiti da GME.

La Piattaforma dei conti energia a termine (PCE)

La PCE è la piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali sulla quale gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna, relativi a contratti a termine, con due mesi massimo di anticipo rispetto alla data di consegna fisica. La PCE, in particolare, consente la registrazione di cinque tipologie di contratti bilaterali, di cui quattro standard (*baseload*, *peakload*, *off peak*, *weekend*) e una non standard. In generale, ciascun operatore dispone di uno o più Conti Energia in immissione (CEI) e di uno o più Conti Energia in prelievo (CEP), su ciascuno dei quali può registrare acquisti e vendite, a condizione che il saldo netto risultante, a fronte della nuova registrazione, sia nel primo caso una vendita netta e nel secondo un acquisto netto. Il saldo del Conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sull'MGP.

Le transazioni registrate nel 2011 relative a contratti bilaterali hanno riguardato 288,1 TWh (+22,6% rispetto all'anno precedente). Gli operatori hanno registrato prevalentemente contratti non standard (60,3%), i volumi dei quali sono cresciuti del 32,3% rispetto al 2010. Più contenuto è risultato l'aumento dei volumi scambiati tramite contratti standard (+9,6%), in gran parte *baseload* (87,6 TWh) e, in quota inferiore, *peakload* (13,2 TWh) e *off peak* (8,9 TWh).

Mercati 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 contratti della tipologia *baseload* e *peakload* con periodi di consegna pari al mese, al trimestre e all'anno. Terminato il periodo di negoziazione, i contratti con periodo 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".

Nel 2011 sono stati scambiati 8.228 contratti, corrispondenti a 31,7 TWh di energia, contro i 6,3 TWh scambiati nel 2010. 28,0 TW di energia sono stati scambiati attraverso contratti *baseload*, 3,7 TWh tramite contratti *peakload*. Per entrambe le tipologie di prodotto gli scambi hanno riguardato in netta prevalenza i prodotti annuali.

La quotazione dei prodotti *baseload* scambiati nel corso del 2011 con consegna nell'anno 2012 è stata pari a 74,42 €/MWh mentre l'analoga quotazione con riferimento ai prodotti *peakload* è stata pari a 84,18 €/MWh.

Tavola 3.7 Volumi scambiati sul Mercato a termine

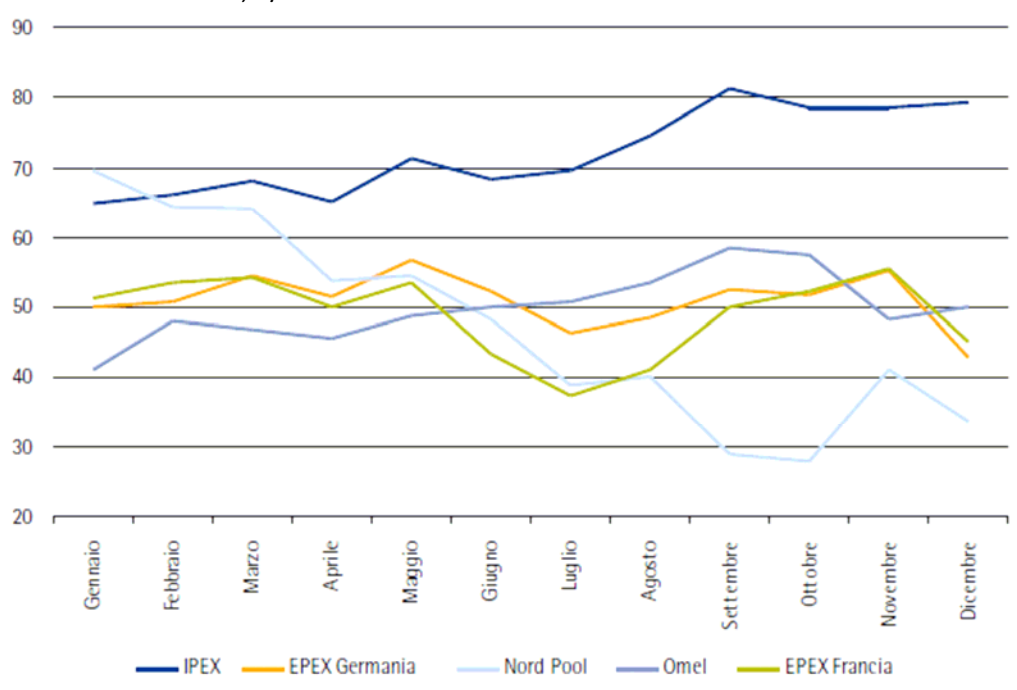
MW

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	752	125
Trimestrali	4.214	532
Annuali	23.007	3.004
TOTALE	28.007	3.660

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

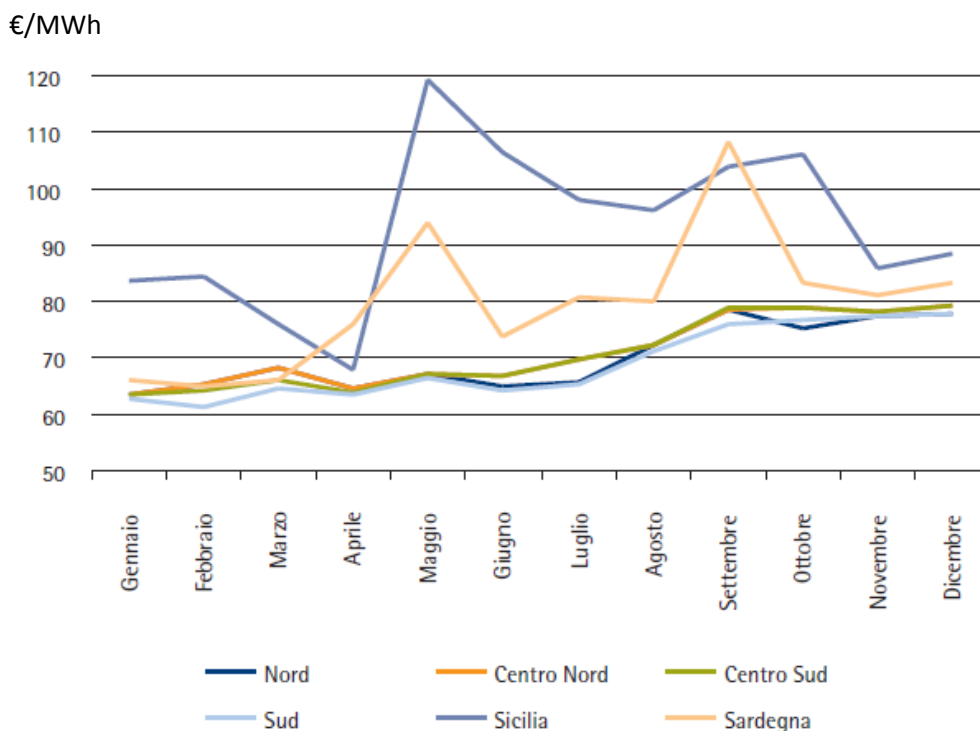
Nel corso del 2011 l'andamento dei prezzi nelle principali Borse elettriche europee è risultato alquanto diversificato (Fig. 3.5). Il prezzo medio annuale è infatti fortemente aumentato su Omel (+34,9%) e in modo rilevante anche su EPEX Germania (+14,9%) e IPEX (+12,6%), mentre i prezzi su Nordpool hanno registrato una significativa diminuzione (-11,3%), in ragione dei livelli particolarmente elevati raggiunti nel 2010 a seguito delle anomale condizioni climatiche registratesi nell'anno.

Figura 3.5 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2011Valori medi *baseload*; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

In ragione di queste dinamiche, quest'ultima Borsa ha fatto registrare nel 2011 il prezzo medio inferiore su base annuale (47,05 €/MWh), mentre il prezzo medio sulla Borsa italiana continua a rimanere il più elevato, con un differenziale che supera i 25 €/MWh rispetto alla borsa scandinava e supera i 20 €/MWh in confronto a tutte le altre principali Borse. Con riferimento al 2010 lo scarto tra il prezzo della Borsa italiana e quello nella Borsa con prezzo inferiore, Omel, si era attestato a più di 27 €/MWh.

Figura 3.6 Andamento mensile dei prezzi zonal italiani nel 2011



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

A livello nazionale, con riferimento ai prezzi medi di vendita, si è registrata una leggera riduzione dello *spread* tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale rispetto al 2010. Lo *spread*, in particolare, è risultato pari a circa 24 €/MWh, come differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (93,11 €/MWh) e quello nella zona Sud (69,04 €/MWh); nel 2010 lo *spread*, calcolato considerando le stesse due zone, era risultato pari a poco meno di 31 €/MWh. Nel 2011 il prezzo medio nella zona Nord è risultato pari a 70,18 €/MWh di poco inferiore rispetto a quello della zona Centro-nord (71,77 €/MWh). Analizzando le variazioni tendenziali su base annuale, emerge un aumento generalizzato del prezzo medio in tutte le zone, particolarmente accentuato nella zona Sud (+17,0%). La Sicilia è invece risultata la zona caratterizzata dall'incremento più moderato del prezzo medio di vendita (+3,8%).

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 su base periodica (settimanale o mensile) col supporto assicurato dagli Uffici di monitoraggio delle società GME e Terna.

Ai sensi della delibera ARG/elt 115/08⁴⁶ tale attività è imperniata sull'analisi di una reportistica settimanale/mensile, predisposta dai predetti Uffici sulla base delle metodologie definite dall'Autorità. Tale reportistica permette di evidenziare eventuali anomalie e di innescare ulteriori approfondimenti propedeutici all'eventuale apertura di apposite istruttorie.

⁴⁶ Delibera del 5 agosto 2008.

Nella relazione, redatta ai sensi dell'art. 28, comma 2, della legge n. 99/09, rivolta alle Commissioni parlamentari (PAS 6/11), l'Autorità ha illustrato le condizioni di funzionamento e concorrenzialità dei mercati all'ingrosso e al dettaglio dell'energia elettrica. Nella relazione sono state evidenziate le principali criticità che caratterizzano ciascuna fase del mercato elettrico e sono state formulate proposte tese a migliorarne il funzionamento.

Nell'ambito delle proprie funzioni di monitoraggio dei mercati, ai sensi dell'art. 11, comma 1, del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, l'Autorità ha redatto un rapporto riservato al Ministero dello sviluppo economico (PAS 4/11), nel quale si approfondiscono molti dei temi affrontati dall'Autorità nella relazione rivolta alle Commissioni parlamentari (PAS 6/11⁴⁷). In particolare, il suddetto rapporto fornisce un'analisi quantitativa dell'andamento dei mercati dell'energia elettrica a pronti, a termine e del servizio di dispacciamento, sulla base dei dati di monitoraggio relativi agli anni 2009 e 2010.

Nella segnalazione sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e sulle relative criticità (PAS 21/11⁴⁸), effettuata dall'Autorità ai sensi dell'art. 3, comma 10-ter, del decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, convertito nella legge n. 2/09, tra le altre cose l'Autorità ha evidenziato i principali effetti della generazione da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili sulla gestione in sicurezza del sistema elettrico nazionale.

3.2.2 Mercati al dettaglio

In base ai dati provvisori pubblicati da Terna, i consumi totali (al netto delle perdite) sono risultati nel 2011 pari a 311.7 TWh, di poco superiori al livello registrato nel 2010 (+0,6%). La tavola 3.8 descrive la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

Tavola 3.8 Ripartizione dei consumi nazionali per settore finale nel 2011

TWh

SETTORE PRODUTTIVO	2010	2011 ^(A)	VARIAZ. %
Industria	138.4	139.4	0.7%
Terziario	96.2	97	0.8%
Domestico	69.5	69.6	0.1%
Agricoltura	5.61	5.60	0.2%
TOTALE	309.8	311.7	0.6%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori di Terna.

La tavola 3.9 presenta la ripartizione delle vendite complessive e del numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) per tipologia di mercato, determinata sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori. I dati raccolti dall'Autorità sono rappresentativi di una popolazione che riflette il 92% dei dati provvisori del gestore delle rete elettrica ("Terna") riferiti ai consumi finali.

⁴⁷ Delibera del 3 febbraio 2011.

⁴⁸ Delibera del 6 ottobre 2011.

Tavola 3.9 Mercato finale della vendita nel 2011

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)
Mercato di tutela	73.503	28.791
Mercato di salvaguardia	5.776	107
Mercato libero	191.531	7.673
MERCATO TOTALE	270.810	36.571

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Il servizio di tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese 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 2011 le vendite ai clienti in regime di tutela sono ammontate a circa 73.5 TWh per quasi 29 milioni di punti di prelievo, in riduzione di circa il 6% rispetto al 2010. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 49 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale del regime di tutela (intorno a 24 milioni).

L'Autorità ha stabilito, per il periodo compreso tra l'1 luglio 2010 e il 31 dicembre 2011, le condizioni economiche biorarie applicate progressivamente e in modo automatico ai consumatori che usufruiscono dei servizi di tutela e dotati dei nuovi contatori elettronici riprogrammati. Le condizioni economiche biorarie, volontarie e obbligatorie, nel 2011 hanno interessato circa il 91% dei clienti domestici⁴⁹ in termini di punti di prelievo.

Con la delibera ARG/elt 122/11⁵⁰ l'Autorità è intervenuta sulla struttura dei prezzi applicati ai clienti serviti nell'ambito del regime di tutela prevedendo in particolare:

- per i clienti finali non domestici allacciati con potenza non superiore a 16.5 kW, il passaggio da corrispettivi PED⁵¹ differenziati per fascia oraria e per raggruppamenti di mesi a corrispettivi PED differenziati per fascia oraria e per mese;
- per i clienti finali domestici, la soppressione delle disposizioni relative all'applicazione dei corrispettivi PED differenziati per i raggruppamenti di mesi a partire dall'1 gennaio 2012.

La citata delibera ha altresì previsto che l'intervento di eliminazione dei raggruppamenti avesse luogo a partire dall'1 gennaio 2012, così da permettere che i clienti finali potessero essere informati in merito. Per i clienti domestici la soppressione dei raggruppamenti si è quindi tradotta in un passaggio da corrispettivi PED biorari transitori a corrispettivi PED biorari differenziati per le fasce orarie F1 e F23.

⁴⁹ I clienti domestici includono: (i) domestici residenti con un consumo fino a 3 kW, (ii) domestici residenti con un consumo oltre 3 kW e (iii) domestici non residenti.

⁵⁰ Delibera del 15 settembre 2011.

⁵¹ Corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica. Il PED è espresso in centesimi di euro per kWh consumato.

L'88% del mercato domestico di 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 78% e al 93%.

Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, sono ammessi al servizio di salvaguardia. Dall'1 maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta.

Nel 2011 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 107.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 5,8 TWh. Quest'ultimo dato rappresenta una flessione del 6,5% circa rispetto al dato corrispondente del 2010. Il 6,3% delle vendite in regime di salvaguardia riguarda l'illuminazione pubblica, la quota restante gli altri utilizzi industriali/commerciali, con prevalenza di connessioni in media tensione (63% del totale delle vendite).

Per quanto concerne il mercato libero, nel 2011 il numero di società di vendita attive nel mercato libero si è assestato su livelli analoghi a quelli registrati nel 2010, rispetto a un trend di costante aumento rilevato nel corso del decennio passato.

Parallelamente nel 2011 è aumentato in misura moderata il volume medio unitario delle vendite (987 GWh contro 947 GWh nel 2010), seppure su quote decisamente inferiori rispetto al 2000 (1580 GWh). Nella tavola 3.10, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente; il 90% circa dei volumi ha interessato i cosiddetti "altri usi" (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), per circa 2,6 milioni di punti di prelievo (34% del totale del mercato libero).

Tavola 3.10 Mercato libero per tipologia di cliente nel 2011

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)
BT	63.285	7.579
Domestico	12.561	4.824
Illuminazione pubblica	5.113	210
Altri usi	45.610	2.546
MT	89.324	93
Illuminazione pubblica	382	1
Altri usi	88.942	92
AT e AAT	38.922	1
Altri usi	38.922	1
TOTALE MERCATO LIBERO	191.531	7.673

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Analizzando le quote di mercato nel settore della vendita a clienti finali, emerge come il mercato della tutela risulti fortemente concentrato, nonostante al suo interno operino circa 140 esercenti. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato pari

all'85.2%; seguono Acea Energia (4.6%), A2A Energia (3,7%) e Iren Mercato (1.4%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

Il mercato libero presenta un grado di concentrazione inferiore rispetto a quello di tutela. Infatti, nel 2011 la quota cumulata dei tre principali operatori (Enel, Edison ed Eni) è stata pari al 37,1%, di cui il 19,7% è il contributo del principale operatore, Enel (contro il 19% nel 2010 e il 27% nel 2009). In contrazione è la quota di mercato di Edison che passa dal 13% nel 2010 all'11.4% nel 2011.

Nel mercato *retail* complessivo i gruppi societari che nel 2011 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 2: Enel (37,8%) ed Edison (8.1%). Seguono il gruppo Acea, con una quota di mercato del 4.5% ed Eni che ha raggiunto una quota del 4.2% quasi esclusivamente in virtù di vendite a clienti non domestici. I primi dieci operatori (gruppi societari) coprono circa i tre quarti delle vendite complessive. La tavola 3.11 evidenzia il dettaglio per livello di tensione.

Tavola 3.11 Mercato *retail*: quote di mercato dei primi tre operatori per livello di tensione

LIVELLO DI TENSIONE	N. OPERATORI CON QUOTA 5%	QUOTA CUMULATA PRIMI 3 OPERATORI
Bassa tensione (domestici)	1	87%
Bassa tensione (non domestici)	2	57%
Media tensione	5	30%
Alta e altissima tensione	7	40%
TOTALE	2	50%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nell'anno 2011 l'Autorità ha proseguito la propria attività nella direzione di una sempre più intensa tutela di consumatori e utenti sia del mercato elettrico sia del mercato gas. In particolare, gli interventi di regolazione hanno contribuito sia all'effettivo rafforzamento della capacità del cliente finale di effettuare scelte consapevoli tra le diverse offerte presenti sul mercato sia alla riduzione delle asimmetrie informative che, data la specificità e le caratteristiche dei servizi offerti, potrebbero diversamente pregiudicare la facoltà del cliente finale di trarre vantaggio dall'apertura del mercato alla concorrenza.

3.2.2.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato al dettaglio

Sulla base dei dati ancora provvisori raccolti dall'Autorità, nel 2011 (vedi Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 2012, vol. I) il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento di energia elettrica è risultato pari a 90,19 €/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.

Per quanto riguarda invece le vendite relative al servizio di tutela, il prezzo medio si è attestato sui 97,05 €/MWh. Questo prezzo è stato rilevato chiedendo agli esercenti il servizio di tutela di includere esclusivamente le componenti relative all'acquisto e al dispacciamento dell'energia elettrica, i costi di commercializzazione della vendita e le componenti di perequazione. I dati sono riferiti al totale delle offerte sul mercato, inclusi quindi i prezzi relativi a offerte sul mercato libero ormai significativamente differenziate tra loro per vari aspetti, e considerando tutti i tipi di clienti, anche con diversi profili di consumo. Si pensi a titolo di esempio alle offerte a prezzi bloccati, in

funzione della taglia di consumo, alle offerte che prevedono la fornitura *dual fuel* e/o con l'aggiunta di servizi integrativi al cliente.

Nel 2011 il prezzo medio sul mercato libero per l'approvvigionamento dell'energia elettrica si ripartisce rispettivamente per la clientela domestica e per la clientela non domestica come illustrato nelle tavole 3.12 e 3.13.

Tavola 3.12 Prezzi dei clienti domestici nel mercato libero suddivisi per classe di consumo nel 2011

CLASSE DI CONSUMO	VOLUMI (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO ^(A)	PREZZO
<1.000 kWh	331	586.175	137,15
1.000-1.800 kWh	1.368	949.346	109,46
1.800-2.500 kWh	2.231	1.033.459	107,96
2.500-3.500 kWh	3.578	1.206.103	106,83
3.500-5.000 kWh	3.101	756.901	107,85
5.000-15.000 kWh	1.843	287.366	108,78
>15.000 kWh	108	4.377	101,99
TOTALE CLIENTI DOMESTICI	12.561	4.823.728	108,61

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Tavola 3.13 Prezzi dei clienti non domestici nel mercato libero suddivisi per classe di consumo nel 2011

LIVELLO DI TENSIONE	VOLUMI (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO ^(B)	PREZZO
Bassa tensione	50.724	2.755.579	103,64
Media tensione	89.324	93.123	86,35
Alta e altissima tensione	38.922	733	75,52
TOTALE CLIENTI NON DOMESTICI	178.970	2.849.435	88,89

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

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Per quanto concerne il monitoraggio sull'applicazione dei prezzi biorari, l'art. 6-ter del Testo Integrato vendita ("TIV") prevede che ciascun esercente la 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 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.

3.2.2.2 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

Il monitoraggio dei mercati al dettaglio è stato reso obbligatorio per l'Autorità dal decreto legislativo n. 93/11, attuativo delle direttive del Terzo pacchetto energia. Il sistema di

monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio dell'energia elettrica è finalizzato, coerentemente con quanto previsto dal decreto legislativo n. 93/11, a consentire all'Autorità l'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, inclusi 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 (c.d. *customer satisfaction*). Tale sistema costituisce uno strumento necessario per l'efficiente e tempestivo svolgimento delle funzioni intestate all'Autorità ai sensi del Terzo pacchetto energia quali, a mero titolo di esempio, la regolazione dei servizi di pubblica utilità e dei mercati con funzione procompetitiva, inclusa la riforma o la revoca della disciplina delle condizioni economiche di fornitura nei servizi di tutela.

In particolare, il decreto legislativo n. 93/11 prevede che l'Autorità:

- monitori, tra l'altro, il grado e l'efficacia di apertura dei mercati al dettaglio, i prezzi fatturati ai clienti civili inclusi i sistemi di pre-pagamento e gli anticipi, la percentuale dei clienti che cambiano fornitore, la percentuale delle disattivazioni, le spese per i servizi di manutenzione e la loro esecuzione;
- al fine dell'efficace svolgimento dei propri compiti, ivi compreso il monitoraggio, possa svolgere «indagini sul funzionamento dei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché adottare e imporre provvedimenti opportuni, necessari e proporzionati, per promuovere una concorrenza effettiva e garantire il buon funzionamento dei mercati», tra i quali anche misure temporanee di regolazione asimmetrica.

Con delibera ARG/com 151/11⁵² 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 di comunicare all'Autorità ogni trimestre numerosi dati relativi a: quantità vendute, clienti serviti, prezzi medi praticati sul mercato finale, offerte commerciali, rinegoziazioni, switching, morosità (tecnica ed economica), qualità commerciale, reclami e alcuni dati di bilancio. Le rilevazioni dei dati cominceranno nel 2012. Il TIMR permetterà tra l'altro:

- l'adozione di misure temporanee asimmetriche;
- la pubblicazione delle notizie relative allo stato di concorrenza dei mercati, a garanzia della trasparenza e dell'informazione degli operatori;
- la segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato per gli aspetti di sua competenza, ai sensi dell'art. 2, comma 33, della legge n. 481/95;
- l'ulteriore svolgimento di attività a tutela dei consumatori e degli utenti.

Il TIMR ha definito i soggetti obbligati, cioè gli esercenti la vendita o le imprese distributrici aventi le caratteristiche necessarie (in termini di numero di punti serviti), per essere identificati quali soggetti tenuti all'invio dei dati di base identificati per il calcolo degli indicatori⁵³ 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), nonché le modalità di pubblicazione e aggiornamento degli esiti del monitoraggio della vendita al dettaglio. Per il 2012, l'elenco di tali soggetti è disponibile sul sito

⁵² Delibera del 3 novembre 2011.

⁵³ Gli indicatori sono formule sintetiche rappresentative dei fenomeni oggetto di monitoraggio retail.

dell'Autorità. Nello specifico, risultano obbligati 116 soggetti, di cui nove distributori di sola energia elettrica e tre venditori esclusivamente di energia elettrica. Le raccolte dei dati, riferite alle informazioni rilevanti a partire dall'1 gennaio 2012, decorrono dal mese di aprile 2012.

L'Autorità ha comunque continuato a raccogliere alcune informazioni con riferimento al mercato della vendita al dettaglio, in particolare per quel che attiene:

- 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 tutela e servizio di salvaguardia);
- ai dati relativi all'applicazione dei corrispettivi PED⁵⁴ ai clienti serviti in regime di tutela;
- alle informazioni relative al fenomeno della morosità.

Con riferimento all'evoluzione del servizio di tutela, i dati sono inviati dagli esercenti di detto regime mensilmente all'Acquirente unico ai fini del monitoraggio, ai sensi dell'art. 6-bis del Testo integrato vendita ("TIV"), e vengono pubblicati sul sito Internet dell'Autorità con cadenza trimestrale.

I dati pubblicati, aggregati per trimestre e per zona geografica, riguardano il numero dei punti di prelievo serviti nel regime di tutela, i passaggi al mercato libero (per i quali viene indicato anche il dettaglio dei passaggi a società legate all'esercente del regime di tutela) e gli eventuali rientri dal mercato libero al servizio di tutela. Non sono annoverati i cambi di fornitore dei clienti tra operatori del mercato libero.

Con riferimento, infine, alle informazioni relative al fenomeno della morosità, i dati sono stati raccolti ai sensi della delibera ARG/elt 101/10⁵⁵. I dati si riferiscono all'andamento delle sospensioni, che gli esercenti la vendita che servono più di 50.000 clienti finali alimentati in bassa tensione sono tenuti a inviare all'Autorità, per il tramite dell'Acquirente unico.

Switching

L'Indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti⁵⁶ che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2011⁵⁷.

Sulla base dei dati forniti dai distributori (vedi Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta, 2012, vol. I), nel 2011 il tasso di *switching*⁵⁸ complessivo è risultato pari al

⁵⁴ Corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e dispacciamento dell'energia elettrica.

⁵⁵ Delibera del 30 giugno 2010.

⁵⁶ Per comodità di scrittura nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

⁵⁷ 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.

⁵⁸ I dati di *switching* sono stati rilevati utilizzando la definizione prevista dalla Commissione europea, ovvero l'attività di *switching* è intesa come il numero di cambiamenti di fornitore in un dato periodo di tempo (anno) che include:

22,9%, in termini di volumi distribuiti, e ha coinvolto il 7% della clientela del mercato elettrico (Tavola 3.14). Il 5,8% dei clienti domestici e l'11,7% dei clienti non domestici risultano aver cambiato fornitore. Con riferimento ai volumi prelevati, le corrispondenti percentuali salgono, rispettivamente, al 7,1% e al 27,3%. Tra la clientela non domestica il segmento più dinamico in termini di punti di prelievo è stato quello dei clienti connessi in media tensione.

Tavola 3.14 Tassi di *switching* dei clienti finali nel 2011

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI	PUNTI DI PRELIEVO
Domestico	7.1%	5.8%
Non domestico:	27.3%	11.7%
di cui:		
- bassa tensione	19.9%	11.4%
- media tensione	30.6%	27.1%
- alta e altissima tensione	32.3%	22.6%
TOTALE	22.9%	7%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati

Reclami e segnalazioni

Lo Sportello per il consumatore di energia, gestito in collaborazione con Acquirente Unico, secondo quanto previsto dalla delibera istitutiva GOP 28/08⁵⁹, e dal relativo regolamento, svolge attività materiali, informative e conoscitive anche preparatorie e strumentali nell'ambito della valutazione di reclami, istanze e segnalazioni, presentati da clienti finali e da associazioni di consumatori. Il servizio, attivo dall'1 dicembre 2009, è svolto in avvalimento da parte della società Acquirente unico. Lo Sportello svolge l'attività di cui sopra richiedendo agli esercenti le necessarie informazioni e fornendo ai clienti, alle loro associazioni rappresentative e agli esercenti, le indicazioni necessarie per la soluzione delle problematiche segnalate.

Tale assetto è confermato dalla previsione contenuta nell'art. 44, comma 4, del decreto legislativo n. 93/11, il quale ha stabilito che «l'Autorità per l'energia elettrica e il gas assicura il trattamento efficace dei reclami [e delle procedure di conciliazione] dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica avvalendosi dell'Acquirente unico».

Il numero di "pratiche" (reclami, richieste di informazioni e segnalazioni), ricevute dallo Sportello nel corso del 2011, ammonta a 38.361, con un aumento del 29% rispetto all'anno 2010. Nel primo trimestre 2012 lo Sportello ha già aperto 10.458 nuove pratiche. Tale numero rappresenta il numero di fascicoli aperti dallo Sportello nel periodo, ma a fronte di ciascun fascicolo pervengono di norma allo Sportello più comunicazioni.

Di seguito viene analizzata l'attività di gestione, da parte dello Sportello per il consumatore di energia, dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni in relazione ai quali non sussistono i

- 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 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, oppure il cambiamento da un prezzo tutelato a uno non tutelato offerto dallo stesso fornitore o da una società da esso controllata.

⁵⁹ Delibera del 14 maggio 2008.

presupposti per la trasmissione all’Autorità. Infatti, secondo quanto previsto dal citato regolamento, lo Sportello per il consumatore di energia provvede a trasmettere ai competenti Uffici dell’Autorità solo i reclami compiutamente istruiti e dal cui esame emerge la necessità di una doverosa valutazione da parte dell’Autorità, ai fini di eventuali seguiti di competenza.

Nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2011 e il 31 dicembre 2011, il totale delle comunicazioni allo Sportello per il consumatore di energia è stato pari a 37.895; tra queste, 17.882 riguardano il settore elettrico (pari a circa il 47,2% del totale). Si registra un lieve decremento di tali comunicazioni (reclami, richieste di informazioni, segnalazioni) rispetto all’anno precedente, quando costituivano, invece, il 49,3% del numero totale delle comunicazioni pervenute allo Sportello per il consumatore di energia. Mutamenti molto lievi hanno riguardato le proporzioni tra reclami (92,2%), le richieste di informazioni (7,7%) e le segnalazioni (0,1%).

Gli argomenti più frequenti delle comunicazioni ricevute nel 2011 sono i seguenti: fatturazione (22%), mercato (18%), bonus (34%), contratti (12%) e allacciamenti (5%).

Tavola 3.15 Argomenti delle comunicazione ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

Anno 2011

ARGOMENTI	NUMERO	%
Bonus elettrico	3.853	22
Mercato	3.307	18
Fatturazione	3.853	22
Contratti	2.133	12
Allacciamenti/lavori	966	5
Qualità tecnica	442	2
Prezzi e tariffe	623	3
Misura	267	1
Qualità commerciale	137	1
Non competenza	111	1
TOTALE CLASSIFICATI	17.878	100
Non classificati	4	
TOTALE CASI	17.882	

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

In tali rapporti percentuali, rispetto al precedente anno 2010 si nota in particolare il considerevole aumento delle comunicazioni relative ai bonus, la diminuzione significativa di quelle inerenti all’argomento “mercato” e le lievi riduzioni di quelle riguardanti i contratti e le fatturazioni.

Le comunicazioni sull’argomento “fatturazioni” interessano principalmente le problematiche relative alla corretta quantificazione dei consumi, alla periodicità di fatturazione e all’invio delle bollette; quelle inerenti all’argomento “mercato” afferiscono, invece, soprattutto alle problematiche che riguardano l’effettivo rispetto del Codice di condotta commerciale (per la vendita di energia elettrica), approvato dall’Autorità, e la regolarità dei cambi di fornitore. Per quel che pertiene alle comunicazioni in materia di bonus elettrico, esse si sono concentrate sulla mancata erogazione del bonus, su problematiche in merito alla validazione della domanda da parte del gestore del sistema e sulle modalità di presentazione delle domande presso i Comuni, i centri di assistenza fiscale o altri istituti eventualmente designati dai Comuni. Per quanto attiene alle comunicazioni relative ai contratti, le principali problematiche manifestatesi hanno riguardato

il recesso e la cessazione della fornitura, le volture e i distacchi. Infine, con riferimento alle tematiche degli allacciamenti e dei lavori, le comunicazioni ricevute si sono riferite principalmente alle variazioni di potenza e ai subentri.

3.2.3 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita

Con proprio atto PAS 11/11 l'Autorità ha trasmesso al Parlamento e al Governo una segnalazione in materia di servizio in regime di tutela, in occasione dell'invio di un parere motivato complementare della Commissione europea alla Repubblica Italiana per l'infrazione n. 2006/2057 del 6 aprile 2011.

La segnalazione dell'Autorità ha innanzitutto preso le mosse dal quadro normativo comunitario, al fine di inquadrare correttamente il servizio in regime di tutela. Infatti, la direttiva 2009/72/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009, che abroga la direttiva 2003/54/CE, prevede all'art. 3, paragrafo 2, tra l'altro, che «nel pieno rispetto delle pertinenti disposizioni del trattato, in particolare dell'art. 86, gli Stati membri possono, nell'interesse economico generale, imporre alle imprese che operano nel settore dell'energia elettrica obblighi relativi al servizio pubblico concernenti la sicurezza, compresa la sicurezza dell'approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture». L'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/72/CE, prevede poi che «gli Stati membri provvedano affinché tutti i clienti civili e, se gli Stati membri lo ritengono necessario, le piccole imprese (aventi cioè meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro) usufruiscano nel rispettivo territorio del servizio universale, vale a dire del diritto alla fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori».

In base alle disposizioni richiamate, il decreto legge 18 giugno 2007, n. 73, convertito con legge 3 agosto 2007, n. 125, ha introdotto nell'ordinamento italiano, a far data dall'1 luglio 2007 il servizio di tutela e il servizio di salvaguardia (vedi paragrafo 3.2).

Con il citato parere la Commissione europea ha analizzato il servizio in regime di tutela e ha contestato la violazione dell'art. 3 della direttiva 2009/72/CE. L'analisi della Commissione europea, inquadrata nel procedimento già avviato nel 2006, si basa sugli sviluppi conseguenti la sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione europea del 20 aprile 2010 nella causa Federutility contro l'Autorità, relativa all'intervento di quest'ultima nella determinazione dei prezzi di riferimento del gas naturale per i clienti finali tutelati. In particolare, la Corte di Giustizia ha stabilito tre gruppi di criteri in base ai quali giudicare la compatibilità dell'intervento dell'Autorità con l'art. 3, paragrafo 2, della direttiva 2009/72/CE. A tal fine, l'intervento deve essere giustificato dall'interesse economico generale, deve rispettare il principio di proporzionalità e gli obblighi relativi al servizio pubblico devono avere caratteri chiaramente definiti, trasparenti, non discriminatori e verificabili. Inoltre, alle imprese dell'Unione europea che operano nel settore dell'elettricità deve essere garantita parità di accesso ai consumatori.

La Commissione europea ha indicato che l'intervento italiano non rispetta il principio di proporzionalità stabilito dal giudice europeo laddove, in ossequio a tale principio, l'intervento deve essere limitato nel tempo e il metodo d'intervento non deve eccedere quanto è necessario per conseguire l'obiettivo di interesse economico generale. In particolare, a parere della Commissione, nel caso italiano risulta violato il principio di proporzionalità in merito al fatto che le previsioni relative al regime di tutela aventi l'obiettivo di garantire la continuità della fornitura:

- non risultano limitate sotto il profilo temporale, né sono specificati elementi relativi a un meccanismo di riesame periodico delle misure adottate;
- eccedono gli obiettivi perseguiti, imponendo alle imprese distributrici di approvvigionarsi dall'Acquirente unico corrispondendogli prezzi regolamentati;
- la regolazione di prezzo sarebbe poi presente altresì nella fase di vendita ai clienti finali.

La segnalazione dell'Autorità ha considerato, tra i vari aspetti, che l'estensione al settore elettrico delle conclusioni cui è giunta la Corte di Giustizia nella citata sentenza in materia di gas naturale non sembra tenere conto delle specificità che interessano il settore elettrico; soprattutto non contempla la possibilità attribuita agli Stati membri di prevedere, oltre agli obblighi di servizio pubblico, anche quelli connessi con la fruizione da parte dei clienti di piccola dimensione del "servizio universale". Il servizio universale dovrebbe consistere nel diritto a ottenere la fornitura di energia elettrica di una qualità specifica a prezzi ragionevoli, facilmente e chiaramente comparabili, trasparenti e non discriminatori, così come chiarito dall'art. 3, paragrafo 3, della direttiva 2009/72/CE.

Nella segnalazione sono state indicate le modalità di definizione delle condizioni standard di erogazione del servizio da parte dell'Autorità. In particolare è stato evidenziato come le modalità di definizione dei prezzi relativi alle fasi liberalizzate della filiera elettrica (a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione) siano tali da non distorcere il mercato. I prezzi inerenti all'approvvigionamento sono infatti attualmente determinati sulla base dei prezzi registrati nel mercato all'ingrosso attraverso operazioni di mero calcolo senza particolari discrezionalità e, conseguentemente, senza alcuna distorsione rispetto alle dinamiche di mercato. Per quanto riguarda invece la parte relativa ai costi di commercializzazione, non esistendo un valore di mercato cui agganciarne la determinazione, viene seguito un criterio di aderenza ai costi di un ipotetico nuovo operatore entrante nel segmento della vendita di energia elettrica ai clienti di piccola dimensione. Il prezzo applicato ai clienti finali del servizio di tutela è quindi determinato dall'Autorità con l'obiettivo di promuovere la concorrenza eliminando potenziali barriere al mercato libero e in modo tale da garantire parità di trattamento tra i clienti aventi le medesime caratteristiche, indipendentemente dal servizio erogato. In questo modo viene garantita la parità di accesso a tutti i consumatori, prevista dalla direttiva 2009/72/CE.

Con la citata segnalazione PAS 11/11 l'Autorità ha inoltre individuato possibili ulteriori interventi al fine di aumentare il livello della concorrenza nel mercato alla vendita al dettaglio. Anche per valutare gli effetti di tali interventi, l'Autorità ha evidenziato come risulti opportuna una verifica regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento della vendita al dettaglio, inclusi il grado di apertura, la concorrenzialità e la trasparenza del mercato, attraverso il monitoraggio dello stesso. A questo proposito, si ricorda che anche l'art. 35 del decreto legislativo n. 93/11 riconosce l'importanza dell'attività di monitoraggio prevedendo, al riguardo, che il Ministero dello sviluppo economico possa adeguare le forme e le modalità di erogazione del regime di tutela sulla base dell'esito dei monitoraggi sul mercato al dettaglio, da effettuarsi con cadenza almeno biennale.

In data 27 febbraio 2012 la Commissione ha deciso di archiviare la procedura.

3.2.4 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 3.1.

In riferimento all'attività svolta nel 2011 l'Autorità ha concluso due indagini conoscitive, avviato un'attività di ricognizione e svolto, come di consueto, un intenso programma di vigilanza e controlli tramite ispezioni presso le imprese e richieste di informazioni.

La prima (delibera VIS 82/2011⁶⁰) era stata aperta a seguito di anomalie segnalate nell'erogazione del servizio di dispacciamento, trasmissione, distribuzione, misura e salvaguardia presso la rete interna di utenza che serve il polo chimico di Terni. Le conclusioni dell'istruttoria pur evidenziando l'insussistenza di presupposti per avviare procedimenti sanzionatori ha comunque rimarcato l'esistenza di pratiche potenzialmente lesive dei diritti degli utenti del trasporto, da parte degli operatori del servizio pubblico (Enel Distribuzione, ASM Terni ed Edison), tali costituire presupposto per interventi prescrittivi da parte dell'Autorità. Pertanto l'Autorità ha imposto a un fornitore (Enel Distribuzione) rimborsare agli utenti del servizio di trasporto erroneamente computato, il diritto di un fornitore di salvaguardi (Hera Comm) di fatturare correttamente i clienti per il servizio erogato e il diritto delle utenze della rete interna del polo chimico di Terni di scegliere il proprio fornitore.

La seconda indagine conoscitiva conclusa, con delibera ARG/com 171/11⁶¹, nell'anno di riferimento riguardava i diritti di un fornitori alle compensazioni derivanti dagli interventi tariffari a favore delle popolazioni colpite dal terremoto in Abruzzo.

Inoltre da segnalare l'avvio con delibera VIS 76/11⁶², di un'attività di ricognizione volta ad acquisire ulteriori informazioni sulla problematica dei contratti non richiesti più oltre illustrata al paragrafo 3.3 sulla Protezione dei consumatori.

Nel corso del 2011 l'Autorità ha svolto anche 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 134 ispezioni e richieste di informazioni condotte dall'Autorità nel 2011 (in collaborazione con altre istituzioni e la Guardia di Finanza) nell'ambito delle proprie attività di vigilanza e monitoraggio sull'applicazione della regolazione energetica, 54 sono state svolte presso imprese elettriche e 2 presso imprese miste (gas/elettricità). La regolazione incentivante della qualità del servizio e gli incentivi per la produzione da energie rinnovabili hanno rappresentato i principali ambiti di intervento. Considerando l'insieme delle attività di vigilanza condotte dal 2006 dall'Autorità, nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale, hanno premesso l'avvio di azioni legali per il recupero di circa 200 milioni di euro di incentivazioni indebitamente percepite. Di questi, 97,1 milioni sono stati versati e portati a recupero delle bollette dei clienti finali e 34 milioni sono stati versati ma sono ancora soggetti all'esito delle azioni di contenzioso.

⁶⁰ Delibera del 28 luglio 2011.

⁶¹ Delibera del 1 dicembre 2011.

⁶² Delibera del 21 luglio 2011.

3.3 Protezione dei consumatori

Conformità con l'Allegato 1 della direttiva 2009/72/CE

La tavola 3.2 illustra lo stato di attuazione nel nostro Paese dei compiti che le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE attribuiscono ai regolatori in tema di tutela dei clienti, quantomeno dei clienti cosiddetti "civili". Dalla lettura della tavola, che sintetizza il quadro normativo sia per il settore elettrico sia per quello del gas, emerge che esso copre buona parte delle misure previste dalle direttive.

Tavola 3.16 Stato di adempimento dell'art. 37, lettera n), e art. 41, lettera o), delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE

Articoli che tutelano i consumatori, assegnando al regolatore l'obbligo di garantire, anche in collaborazione con altre Autorità, l'implementazione dell'Allegato 1, Misure sulla tutela dei consumatori

COMMA 1	Let.	PROVVEDIMENTO DELL'AUTORITÀ
<p>Abbiano diritto a un contratto con il loro fornitore del servizio di energia elettrica/gas che specifichi una serie di aspetti.</p>	a)	<p>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.</p> <p>Inoltre i <i>Testi integrati della qualità tecnica e commerciale della distribuzione gas ed elettrico</i>, in vigore dal 2000 e successivamente aggiornati con periodicità quadriennale, nonché il <i>Testo integrato della qualità commerciale della vendita</i> (Allegato A alla delibera ARG/com 164/08) stabiliscono i livelli di servizio minimi che devono essere rispettati dai distributori e dai venditori e gli indennizzi automatici per i clienti nel caso di mancato rispetto di tali livelli minimi.</p> <p>Attualmente l'unico indennizzo non ancora previsto è quello relativo alla fatturazione tardiva, mentre per la 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.</p>
<p>Ricevano adeguata comunicazione dell'intenzione di modificare le condizioni contrattuali e siano informati del loro diritto di recesso al momento della comunicazione.</p>	b)	<p>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.</p>

COMMA 1	Let.	PROVVEDIMENTO DELL'AUTORITÀ
<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> <i>Le condizioni generali devono essere eque e trasparenti, nonché specificate in un linguaggio chiaro e comprensibile.</i> <i>I clienti sono protetti dai metodi di vendita sleali e ingannevoli.</i>	d)	Non vi sono obblighi connessi con la molteplicità dei metodi di pagamento; tuttavia nel caso dei clienti serviti in regime di tutela almeno una modalità di pagamento deve essere gratuita. 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. Tutela generale dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Tutela specifica Codice di condotta commerciale.
<i>Non devono sostenere spese per cambiare fornitore.</i>	e)	Non sono previsti oneri a carico del cliente finale per il cambio fornitore.
<i>Beneficino di procedure trasparenti, semplici e poco onerose per l'esame dei reclami.</i>	f)	La regolazione della qualità commerciale della vendita (allegato 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. La delibera ARG/com 183/11 ha avviato procedimenti per la formazione di provvedimenti in materia di procedure di conciliazione dei clienti finali nei confronti dei venditori e dei distributori di gas naturale ed energia elettrica.
<i>Beneficino di informazioni sui loro diritti in materia di servizio universale.</i> <i>Informazioni ai clienti allacciati alla rete gas sui loro diritti di essere approvvigionati.</i>	g)	Il cliente finale ha a disposizione l'Atlante del consumatore, le informazioni via web, lo Sportello del consumatore presso l'Aquirente Unico (call center per ricevere tutte le informazioni), ma, in particolare, ha la possibilità di conoscere i suoi diritti anche a mezzo delle previsioni contrattuali appositamente previste a disciplina della fornitura. Inoltre, sempre ai sensi della regolazione, il cliente è informato tempestivamente dell'attivazione del servizio. In aggiunta, la fatturazione indica al cliente il servizio erogato e le sue caratteristiche oltre ad altre informazioni sulla fornitura stessa.

COMMA 1	Let.	PROVVEDIMENTO DELL'AUTORITÀ
<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>	h)	L'Autorità ha regolato 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. La stessa regolazione in materia di fatturazione 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. La normativa italiana ha d'altronde previsto che il Sistema informativo integrato (SII) contenga anche le misure. Inoltre, considerata la vastissima diffusione degli <i>smart meters</i> 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 <i>peak/off-peak/mid level</i> utilizzati per l'ultima fattura tramite display elettronico.
<i>Siano adeguatamente informati del consumo effettivo e dei relativi costi, con frequenza tale da consentire loro di regolare il proprio consumo</i>	i)	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,
<i>Ricevano un conguaglio definitivo, a seguito del cambio di fornitore, non oltre sei settimane dopo aver effettuato fornitore detto cambio.</i>	j)	Non vi sono obblighi connessi con i tempi di emissione del conguaglio definitivo.
COMMA 2	Let.	PROVVEDIMENTO DELL'AUTORITÀ
<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>		Nel settore elettrico il <i>roll out</i> degli <i>smart meters</i> è pressoché completato: alla fine del 2011 sono stati installati presso i consumatori oltre il 95% dei misuratori elettronici pari a circa 30 milioni di utenze Nel settore del gas naturale, con una delibera dell'Autorità del 2008 (ARG/gas 155/08) è stato avviato un progetto che prevedeva l'installazione entro di 2016 di circa 17,5 milioni di contatori elettronici. Con il documento per la consultazione DCO 4/11, l'Autorità ha proposto un aggiornamento delle tempistiche per il <i>roll out</i> dei contatori gas.

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 (SII⁶³) 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. Nel 2011 con il documento per la consultazione (DCO 35/11⁶⁴) l'Autorità ha delineato modalità e tempi di avvio del SII.

Obblighi di servizio pubblico

Gli obblighi relativi al servizio pubblico contenuti nel decreto legislativo n. 93/11 (art. 35, comma 2 e 35, comma 3), aldilà di quelli più oltre illustrate e relative ai clienti vulnerabili, fanno riferimento a regole che l'Autorità deve adottare o modificare entro 6 mesi dalla data di pubblicazione dello stesso (31 dicembre 2011) e 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. L'Autorità deve inoltre adottare, avvalendosi anche dei servizi dell'Acquirente Unico e del GSE tutte le misure necessarie per assicurare ai consumatori la diffusione presso i clienti finali della lista di controllo per i consumatori elaborata dalla Commissione europea contenente le informazioni pratiche sui loro diritti. 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-centre*. Sono inoltre disponibili sul sito dell'Autorità servizi dedicati ad accrescere la consapevolezza del consumatore ("*Trova offerte*" e "*Atlante dei consumatori*") e sono 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*"⁶⁵, disciplina attuando ampiamente quanto prescritto dal Terzo pacchetto energia (vedi Tav. 3.16) il diritto di accesso a informazioni trasparenti relative alle condizioni tariffarie ed economiche nonché le condizioni contrattuali minime per i clienti finali.

L'Autorità nel 2011 è intervenuta irrobustendo le procedure di *switching*⁶⁶ 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. È stato inoltre introdotto il termine di 3 settimane previsto dalle direttive CE 72 e 73 del 2009 nelle procedure di *switching* per l'energia elettrica e il gas⁶⁷.

⁶³ Delibera 17 novembre 2010, ARG/com 201/10.

⁶⁴ Documento del 15 settembre 2011.

⁶⁵ Allegato A della delibera ARG/com 104/10.

⁶⁶ Delibera 27 ottobre 2011, ARG/com 146/11.

⁶⁷ Delibera 29 dicembre 2001, ARG/elt 210/11.

Definizione dei clienti vulnerabili

Il decreto legislativo n. 93/11, relativamente al settore elettrico, con 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.

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 marzo 2012 le famiglie che hanno presentato e ottenuto richiesta di contributo sono oltre 1 milione. Nel 2011 oltre agli aggiornamenti trimestrali dei corrispettivi del servizio di tutela sono stati promossi provvedimenti per la revisione delle fasce orarie, il completamento della disciplina della morosità e dei sistemi di indennizzo per gli inadempimenti contrattuali dei clienti finali.

Altri interventi

Nel corso del 2011 l'Autorità, tra le linee di azione a tutela dei consumatori e dei clienti finali, ha attribuito un ruolo prioritario al contrasto del fenomeno dell'attivazione non richiesta di contratti di fornitura di energia elettrica e/o di gas naturale, già oggetto di numerose segnalazioni e reclami inviati all'Autorità e allo Sportello per il consumatore di energia (Sportello), nonché segnalato in occasione della presentazione della *Relazione Annuale* al Parlamento del 2011. I reclami dei clienti finali hanno riguardato l'effettiva sottoscrizione del contratto o la veridicità delle sottoscrizioni apposte dai clienti finali, ovvero la mancata presa d'atto, da parte dell'esercente la vendita, del diritto di ripensamento esercitato nei termini prescritti dalla normativa; in altri casi la denuncia ha riguardato l'attività scorretta degli operatori commerciali che hanno fornito al contraente informazioni non veritiere, finalizzate a carpire la firma del contratto da parte del cliente finale. Le segnalazioni hanno riguardato sia la fase di contatto con il cliente finale da parte dell'esercente la vendita al fine di concludere un contratto, sia la fase successiva, relativa alla difficoltà per la vittima di tali pratiche a rientrare nel contratto di fornitura effettivamente prescelto.

Con il provvedimento VIS 76/11⁶⁸, l'Autorità ha dato inizio a un'attività di ricognizione volta ad acquisire ulteriori informazioni sulla problematica in oggetto e ad avviare un più ampio coinvolgimento delle parti interessate, con lo scopo di individuare e, ove possibile, condividere, le soluzioni più efficaci. A tal fine nei mesi di settembre e ottobre 2011 l'Autorità ha svolto audizioni di associazioni di consumatori domestici e non domestici, di imprese esercenti la vendita di energia elettrica e/o di gas naturale e di associazioni rappresentative delle medesime imprese, in cui i soggetti auditi sono stati invitati a illustrare, oltre alle principali criticità riscontrate in tema di contratti non richiesti, anche eventuali proposte per limitare il fenomeno. In esito alle audizioni, l'Autorità ha avviato un procedimento in materia⁶⁹ e contestualmente diffuso un secondo documento per la consultazione (DCO 46/11⁷⁰) in cui ha formulato i propri orientamenti in merito all'adozione di misure di carattere preventivo e ripristinatorio, a beneficio almeno dei clienti finali del servizio elettrico aventi diritto alla fornitura a condizioni tutelate.

⁶⁸ Delibera del 21 luglio 2011.

⁶⁹ Delibera 15 dicembre 2011, ARG/com 185/11.

⁷⁰ Documento del 15 dicembre 2011.

3.4 Sicurezza delle forniture

Il monitoraggio del bilancio fra domanda e offerta di energia elettrica non rientra fra le competenze dell'Autorità: ai sensi del decreto legislativo n. 93/11 tale competenza è attribuita al Ministero per lo sviluppo economico (MSE).

Monitoraggio degli investimenti in capacità di generazione in riferimento alla sicurezza delle forniture

Le funzioni e competenze in riferimento agli investimenti in capacità di generazione (art. 37(1)(r) della direttiva 72/2009/CE) sono stati attribuiti dal decreto legislativo n. 93/11 all'Autorità, la quale ha ritenuto che lo sviluppo di un sistema di *capacity payment* potesse rappresentare l'attuazione più efficiente ed efficace di tali disposizioni. 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).

Meccanismo di *capacity payment*

Con la delibera ARG/elt 98/11⁷¹ l'Autorità ha definito nuovi criteri per la remunerazione della capacità di generazione (i.e. *capacity payment*) mirati a incrementare il livello di coordinamento delle scelte di investimento dei diversi operatori (Terna e le imprese di generazione), riducendo il rischio di coordinamento e allo stesso tempo aumentando la concorrenza.

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 vengono scambiate tramite aste su un mercato delle capacità e sono caratterizzate da:

- 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.

Per poter dare accesso alle aste di capacità anche agli impianti progettati o in costruzione le opzioni di capacità scambiabili devono avere un orizzonte di consegna di 3 anni e un orizzonte di pianificazione almeno di 4. La delibera ARG/elt 98/11 prevede che Terna definisca una proposta di sistema di *capacity payment* da sottoporre all'MSE entro la seconda metà del 2012 a valle di una revisione da parte dell'Autorità e di una consultazione pubblica con i soggetti interessati. Se il programma verrà rispettato le prime aste potranno aver luogo all'inizio del 2013.

⁷¹ Delibera del 21 luglio 2011.

4 IL MERCATO DEL GAS

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

Nell'ambito delle procedure di certificazione disciplinate dall'Autorità con la delibera ARG/com 153/11, hanno assunto particolare rilievo le disposizioni previste dalla direttiva 2009/73/CE per la certificazione secondo il modello di gestore di trasporto indipendente nell'ambito di un'impresa verticalmente integrata, cui nel 2011 faceva capo l'impresa maggiore di trasporto del gas. Dette disposizioni stabiliscono, tra l'altro, che il gestore adotti misure tali da assicurare:

- lo svolgimento di tutti i compiti di gestione della rete previsti dal decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93;
- 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 dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate nelle regole di *governance* e di organizzazione aziendale;
- l'indipendenza dall'impresa verticalmente integrata e dalle società da questa controllate nella politica di comunicazione e nel marchio dell'impresa;
- 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 assicurare una gestione non discriminatoria della rete, nonché il Piano pluriennale di sviluppo della rete.

Successivamente, il decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con modificazioni in legge 24 marzo 2012, n. 27, recante Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività, ha rivisto per Snam Rete Gas la soluzione del modello di gestore di trasporto indipendente a favore del modello di separazione proprietaria, rinviando a un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri – da adottarsi "sentita l'Autorità" – la disciplina di criteri, condizioni e modalità cui dovrà conformarsi la società per accogliere tale modello.

4.1.2 Regolamentazione tecnica

Servizi di bilanciamento

Nel 2011, con delibera ARG/gas 45/11⁷², l'Autorità ha introdotto il sistema di bilanciamento di merito economico del gas naturale. Adottato dopo un lungo processo di consultazione iniziato nel 2008, questo è uno dei più importanti interventi di regolazione del settore del gas degli ultimi anni, poiché introduce rilevanti elementi strutturali a vantaggio dell'efficienza e della concorrenzialità.

Il primo vantaggio consiste nel fatto che, valorizzando il gas di bilanciamento su un mercato organizzato, anche gli utenti che non dispongono di stoccaggio possono bilanciare il proprio portafoglio di gas comprando in modo trasparente ed efficiente risorse di bilanciamento, in tal modo superando le criticità evidenziate nell'ambito dell'Indagine conoscitiva sullo stoccaggio, condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato nel 2009.

Un altro elemento rilevante è costituito dal superamento delle previgenti modalità di allocazione in base alle quali le posizioni di gas in stoccaggio degli utenti erano note solo dopo la chiusura dei bilanci di trasporto, con un ritardo dell'ordine di tre mesi rispetto al giorno di flusso. Con il nuovo sistema, la tempestiva conoscenza della propria posizione in stoccaggio consente agli utenti di sfruttare in maniera efficiente questa risorsa anche a vantaggio della liquidità del mercato spot.

L'impresa di trasporto Snam Rete Gas, l'operatore maggiore del trasporto, provvede sia al bilanciamento fisico, sia a quello commerciale. Il primo consiste nell'assicurare il mantenimento di un adeguato livello di pressione nella rete nazionale di gasdotti, garantendo l'equilibrio tra immissioni e prelievi. Il secondo, consiste nell'individuazione dei prelievi e delle immissioni di ciascun utente e nella regolazione degli sbilanciamenti, ovvero delle differenze fra i predetti prelievi e le immissioni.

Prima dell'avvio del sistema di bilanciamento di merito economico, il bilanciamento commerciale prevedeva l'attribuzione delle differenze fra immissioni e prelievi dell'utente alle sue disponibilità di stoccaggio, nonché l'applicazione di corrispettivi definiti per via amministrativa nel caso in cui tali disponibilità non risultassero sufficienti. Con il nuovo sistema è stato introdotto un meccanismo di mercato nel quale il responsabile del bilanciamento si approvvigiona delle risorse per il bilanciamento dagli utenti stessi, che a tal fine offrono la propria disponibilità ad aumentare o a diminuire immissioni e prelievi a prezzi che vengono determinati dal merito economico delle offerte degli utenti.

L'approvvigionamento delle risorse per il bilanciamento si svolge nell'ambito di sessioni giornaliere presso una piattaforma organizzata e gestita dal Gestore dei mercati energetici (GME), nella quale vengono combinate le offerte di acquisto e di vendita sulla base dell'ordine di merito economico. Tutti i partecipanti al mercato sono tenuti a inviare le proprie offerte giornalmente, entro le ore 20.00 del giorno di flusso del bilanciamento. La piattaforma ordina le offerte di acquisto e di vendita in ordine di prezzo e costruisce le curve della domanda e dell'offerta. Gli acquisti e le vendite sono valorizzati tutti all'unico prezzo determinato dall'incrocio della curva di domanda e offerta (il prezzo marginale). In esito alla combinazione delle offerte sono concluse le transazioni dei volumi venduti o acquistati per compensare la posizione di sbilanciamento tra ogni utente e il responsabile del bilanciamento, che svolge la funzione di controparte centrale.

⁷² Delibera del 15 aprile 2011.

Il nuovo sistema di bilanciamento è allineato al regolamento CE 715/2009, relativo all'accesso alla rete di trasporto gas, il quale prevede⁷³, che le regole di bilanciamento riflettano le "reali esigenze del sistema", nel suo complesso e non a livello di singolo utente, e siano fondate su regole di mercato. Esso ha consentito l'evoluzione verso un sistema più efficiente nell'allocatione dei costi e delle risorse, ma rimane allo stato attuale un modello semplificato del sistema di bilanciamento di merito economico, dato che gli utenti possono offrire la propria disponibilità ad aumentare o a diminuire i prelievi oppure le immissioni solo in funzione delle loro disponibilità di stoccaggio. In ogni caso è già in atto un processo di miglioramento dell'attuale normativa, che permette agli utenti di offrire modifiche anche ai programmi di importazione o di rigassificazione: di modo che il responsabile del bilanciamento potrà disporre di ulteriori risorse, da selezionare sulla base del merito economico, per mantenere l'equilibrio del sistema.

Il nuovo sistema di bilanciamento ha richiesto una serie di interventi regolatori da parte dell'Autorità per renderlo pienamente operativo, specificamente l'approvazione:

- del regolamento della piattaforma per il bilanciamento presentato dal GME⁷⁴;
- delle modifiche al Codice di rete di Snam Rete Gas e ai Codici di stoccaggio di Stogit e di Edison Stoccaggio, necessarie per disciplinare le modalità applicative del nuovo regime di bilanciamento⁷⁵;
- della convenzione tra la società Snam Rete Gas e il GME, che regola le modalità di coordinamento fra i due soggetti per le attività inerenti alla gestione del bilanciamento⁷⁶.

Fin dal suo avvio il 1 dicembre 2011, il sistema di bilanciamento si è caratterizzato per buona liquidità e flessibilità e ha visto la formazione di prezzi allineati con l'andamento dei prezzi OTC e di Borsa.

La delibera ARG/gas 45/11 e successive modifiche ha anche introdotto un complesso di garanzie per la gestione dell'esposizione del sistema nei confronti dell'utente in relazione alle partite economiche del bilanciamento definendo i criteri per la gestione dei rischi connessi con l'esposizione del sistema nei confronti di ciascun utente del bilanciamento e prevedendo che il responsabile del bilanciamento, attraverso procedure definite nel proprio Codice di rete organizzi e gestisca un sistema di garanzie, per contenere i rischi connessi con l'insolvenza degli utenti del bilanciamento.

Sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale

La sicurezza del servizio di distribuzione del gas riguarda la salvaguardia delle persone e delle cose dai danni derivanti da esplosioni, scoppi e incendi provocati dal gas distribuito. Essa dipende: da un'adeguata odorizzazione del gas attraverso sostanze odorizzanti, finalizzata a consentire di avvertirne la presenza nell'aria ai fini della rapida individuazione di eventuali dispersioni di gas; da un servizio di pronto intervento che assicuri una sollecita risposta in caso di chiamata, tale da garantire un tempestivo ripristino della sicurezza degli impianti; dall'eliminazione delle fughe di gas anche attraverso l'ispezione della rete di distribuzione; dalla protezione catodica delle reti in acciaio.

⁷³ All'art. 21.

⁷⁴ Con delibera 27 ottobre 2011, ARG/gas 145/11.

⁷⁵ Con delibere 10 novembre 2011, ARG/gas 155/11; 17 novembre 2011, ARG/gas 159/11; e 24 novembre 2011, ARG/gas 161/11.

⁷⁶ Con delibera 15 dicembre 2011, ARG/gas 182/11.

In materia di sicurezza del servizio di distribuzione del gas è attualmente in vigore il *Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* (TUDG) di cui la Parte I è dedicata alla *Regolazione della qualità della distribuzione e misura* (RQDG)⁷⁷. Nella RQDG l'Autorità dispone che nel corso del periodo di regolazione avvenga la transizione dalla precedente adesione volontaria a un sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza per le sole imprese di maggiori dimensioni all'applicazione obbligatoria di un sistema di premi/penalità per tutti i distributori di gas naturale. Il sistema premia i comportamenti virtuosi dei distributori che erogano un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto ai livelli minimi definiti da appositi provvedimenti. Il sistema di incentivi premia indipendentemente la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi e un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG. Nel corso del 2011 e all'inizio del 2012, l'Autorità ha approvato i livelli di partenza e l'andamento tendenziale delle imprese di distribuzione che al 31 dicembre 2007 servivano almeno 10.000 clienti finali.

Come negli anni precedenti, nel 2011 l'Autorità ha effettuato controlli e verifiche ispettive su singole imprese finalizzate ad accertare il controllo dell'attuazione della RQDG e a disincentivare le imprese distributrici di gas dall'adottare soluzioni opportunistiche, tese a eludere le disposizioni in materia di sicurezza con gravi rischi per l'incolumità dei cittadini e dei clienti finali del gas. Le verifiche ispettive hanno a oggetto anche la correttezza dei dati inerenti ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale. La campagna di controlli della qualità del gas, approvata dall'Autorità nel 2011⁷⁸, ha interessato 60 impianti di distribuzione dislocati su tutto il territorio nazionale. Come di consueto, le attività sono state svolte in collaborazione con il Nucleo speciale tutela mercati della Guardia di Finanza e con l'Azienda speciale stazione sperimentale per i combustibili. La mancata conformità con la normativa vigente in materia di odorizzazione del gas distribuito, accertata dai controlli di qualità effettuati, oltre a determinare per l'impresa distributtrice conseguenze penali ai sensi della legge 6 dicembre 1971, n. 1083, produce effetti economici sui recuperi di sicurezza con la perdita per l'anno di riferimento del diritto a riscuotere gli incentivi per l'ambito provinciale cui appartiene l'impianto di distribuzione. Al riguardo, con le delibere 59/2012/S/gas e 60/2012/S/gas⁷⁹, l'Autorità ha per la prima volta dato attuazione alla nuova disciplina degli impegni alternativi alle sanzioni, per un più efficace perseguimento degli interessi tutelati.

Passando al tema del pronto intervento, con delibera VIS 22/11⁸⁰ l'Autorità ha approvato un programma di controlli telefonici ed eventuali verifiche ispettive con lo scopo di accertare, tra l'altro, la corretta applicazione da parte delle imprese distributrici di gas delle disposizioni dell'Autorità in materia di pronto intervento. Eventuali violazioni della disciplina possono costituire, per l'impresa distributtrice coinvolta, la perdita del diritto a riscuotere gli incentivi di sicurezza per l'anno di riferimento. Sempre con riferimento al tema del pronto intervento, con delibera VIS 108/11⁸¹ l'Autorità ha intimato a un gruppo di imprese distributrici di provvedere all'adempimento degli obblighi di comunicazione all'Autorità tramite il sistema telematico, previsti dalla RQDG, per quanto di competenza del 2010. Il mancato rispetto degli obblighi di comunicazione costituisce presupposto per l'eventuale avvio di istruttoria formale.

⁷⁷ Delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08.

⁷⁸ Con delibera 21 luglio 2011, VIS 77/11.

⁷⁹ Delibere del 1 marzo 2012.

⁸⁰ Delibera del 7 marzo 2011.

⁸¹ Delibera del 22 dicembre 2011.

Sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas

Con delibera n. 40/04⁸², l'Autorità ha emanato il regolamento delle attività di accertamento della sicurezza degli impianti di utenza a gas. Esso stabilisce che, per i nuovi impianti, il cliente finale consegna al distributore la documentazione tecnica obbligatoria per consentire l'effettuazione dell'accertamento della sicurezza dell'impianto di utenza prima della sua attivazione. In fase di prima attuazione, al fine di garantire un graduale impatto degli effetti derivanti dall'adozione del regolamento, la delibera consente ai distributori di gas di attivare le nuove forniture anche in assenza di accertamento documentale, previa acquisizione di dichiarazione di responsabilità da parte dell'utente di avere effettuato con esito positivo la prova di tenuta sull'impianto interno secondo quanto previsto dalla norma tecnica vigente (Allegato E della delibera). Con delibera ARG/gas 58/11⁸³, l'Autorità ha ritenuto necessario prorogare ulteriormente l'estensione della deroga al regolamento, al fine di consentire, per un adeguato lasso di tempo, modalità semplificate per l'attivazione della fornitura nei comuni danneggiati dagli eventi sismici che hanno colpito la regione Abruzzo il giorno 6 aprile 2009, così come previsto in fase di prima attuazione dalla delibera n. 40/04.

Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas

L'Autorità procede ogni quattro anni alla revisione complessiva della regolazione della qualità dei servizi. Dato che il vigente periodo regolatorio termina nel 2012, con delibera ARG/gas 64/11⁸⁴, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2013-2016. In tale procedimento l'Autorità ha deliberato di tenere conto:

- della necessità di garantire che standard di qualità, indennizzi ai clienti e incentivi per la qualità dei servizi siano definiti in coerenza con i provvedimenti adottati dall'Autorità in materia di regolazione delle tariffe e dei corrispettivi per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas;
- di livelli di qualità nei servizi comparabili con i livelli di qualità raggiunti o proposti in altri Stati membri dell'Unione europea, e omogenei sull'intero territorio nazionale;
- dell'opportunità di rafforzare la regolazione in materia di sicurezza, al fine di ottenere una maggiore omogeneizzazione delle performance delle imprese;
- della necessità di affinare e semplificare la regolazione, alla luce dell'esperienza maturata e dell'evoluzione normativa, operando sugli attuali meccanismi incentivanti la riduzione delle dispersioni di gas sulle reti, promuovendo altresì l'innovazione tecnologica a favore della sicurezza e tenendo conto della diversa concentrazione dei clienti finali sulle reti di distribuzione;
- dell'opportunità di migliorare la regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura del gas, promuovendo ulteriormente l'efficienza e la non discriminazione nell'esecuzione delle prestazioni richieste dai clienti finali;
- dell'evoluzione delle disposizioni normative in tema di disciplina dell'affidamento della gestione del servizio di distribuzione gas a un'unica impresa per ogni singolo ambito

⁸² Delibera del 18 marzo 2004.

⁸³ Delibera del 12 maggio 2011.

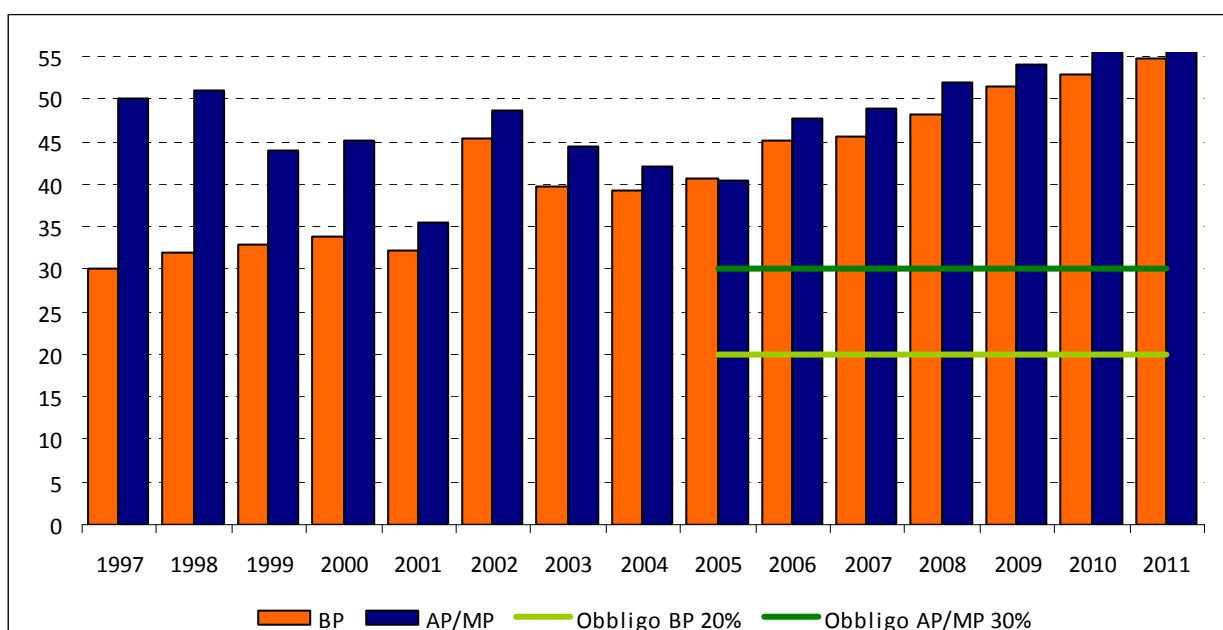
⁸⁴ Delibera del 19 maggio 2011.

territoriale⁸⁵, la definizione normativa di standard qualitativi e di sicurezza del servizio inerenti ai criteri di gara e di valutazione delle offerte per l'affidamento del servizio;

- della necessità di prevedere opportuni meccanismi regolatori che garantiscano il permanere di idonee condizioni di sicurezza del servizio durante il periodo transitorio, previsto per l'entrata in vigore del nuovo assetto giuridico nel settore della distribuzione del gas;
- della necessità di rafforzare la concorrenza, la non discriminazione tra i soggetti interessati, la trasparenza e la completezza dell'informazione.

La figura 4.1 mostra i dati relativi all'ispezione della rete. Il trend di crescita si conferma anche per il 2011. Infatti sia l'ispezione della rete in bassa pressione che della rete in alta e media pressione si attestano su valori prossimi al 60%, ampiamente al di sopra dei livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (20% per la bassa pressione e 30% per la media e alta pressione). L'attività di ispezione della rete può 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 1997-2011



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Passando all'attività di pronto intervento la figura 4.2 evidenzia che a fronte di una diminuzione delle chiamate sull'impianto di distribuzione, si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari a un valore medio nazionale di circa 35 minuti. Il tempo medio effettivo si attesta su valori di molto inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. Rispetto all'anno 2010 si registra una lieve diminuzione. L'obbligo di registrazione vocale delle chiamate introdotto dalla

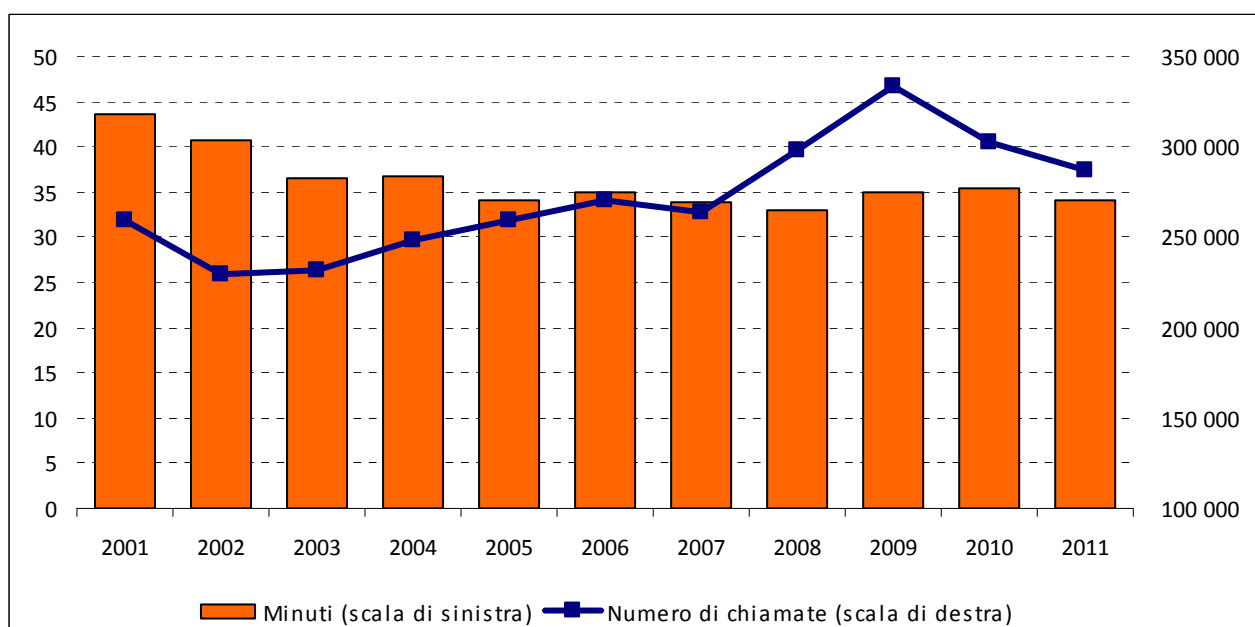
⁸⁵ Alla fine del 2011 è giunta a termine la riforma del sistema di assegnazione delle concessioni nella distribuzione del gas naturale. Tale riforma, le cui basi sono state poste nel 2000 dal decreto legislativo n. 164 di liberalizzazione del settore, prevede che l'affidamento del servizio avvenga esclusivamente mediante procedure di gara, ma in forma associata. Con l'obiettivo di superare gli aspetti critici che nascono dalla polverizzazione geografica delle concessioni e da procedure di gara in passato non univoche, infatti, è stato stabilito che le gare devono svolgersi per Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) che comprendono il territorio di diversi comuni. Il decreto interministeriale 11 gennaio 2011 ha stabilito in 177 il numero di ATEM per lo svolgimento delle gare. A questo decreto è seguito il decreto interministeriale 18 ottobre 2011 che ha individuato i Comuni appartenenti a ciascun ATEM.

RQDG a partire dal 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 aziende 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 a 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 sia delle disposizioni stabilite in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

Figura 4.2 Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione negli anni 2001-2010

Tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni delle imprese distributrici all'Autorità.

Regolazione della qualità commerciale

La regolazione della qualità commerciale include per un insieme di prestazioni commerciali un tempo massimo entro cui la prestazione deve essere erogata 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 vengono fissati secondo il criterio della 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 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*.

Il 2011 ha registrato un aumento del 20% circa, rispetto al 2010, dei casi di mancato rispetto e dei rimborsi effettivamente pagati. L'aumento è comunque più contenuto di quello riscontrato nel biennio 2009-2010, pari al 36%. A fronte di 25.463 casi di mancato rispetto di standard specifici sono stati corrisposti ai clienti finali 23.846 indennizzi automatici, per un ammontare totale pagato pari a € 1.075.415,80.

Tra le varie prestazioni soggette a indennizzo automatico si osserva che la percentuale di mancato rispetto della prestazione di invio al venditore del resoconto della verifica del gruppo di misura (7,49%) è in netta diminuzione rispetto a quella rilevata nel 2010 (17%). La prestazione relativa alla fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (la più numerosa) registra un mancato rispetto pari allo 0,35%. La meno numerosa, la verifica di pressione di fornitura, registra un mancato rispetto pari allo 0,83%. Quest'ultimo risulta in netto aumento rispetto a quello registrato nel 2010. Nel 2011 i casi di mancato rispetto della riattivazione in caso di morosità sono aumentati rispetto al 2010, mostrando per il 2011 un valore pari all'1,38%.

Con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione con gruppo di misura fino alla classe G6, la tipologia di utenza più diffusa, si può rilevare che il tempo medio effettivo registrato è nettamente inferiore allo standard stabilito dall'Autorità per tutte le prestazioni soggette a indennizzo automatico. A eccezione delle prestazioni di preventivazione per lavori complessi e di esecuzione di lavori semplici, per le rimanenti prestazioni i tempi medi si attestano su valori pari a circa la metà dello standard fissato. Per esempio la verifica della pressione di fornitura viene mediamente erogata in 4,9 giorni lavorativi rispetto ai 10 fissati dalla RQDG. La prestazione preventivazione esecuzione lavori semplici, viene mediamente erogata in 9,1 giorni lavorativi rispetto allo standard specifico pari a 10 giorni lavorativi. La preventivazione per lavori complessi viene erogata in un quarto del tempo fissato, pari a 40 giorni lavorativi.

Mettendo a confronto i due anni, 2010 e 2011, si nota un generale aumento dei tempi medi effettivi, pur attestandosi su valori ampiamente al di sotto degli standard fissati. Un incremento si registra per la verifica della pressione di fornitura. A fronte di un numero di richieste diminuito, il tempo registrato passa da 4,1 giorni lavorativi del 2010 a 4,9 del 2011. Anche per l'attivazione della fornitura si rileva un aumento del tempo medio effettivo, che passa da 3,7 giorni lavorativi del 2010 a 5,3 giorni lavorativi del 2011. La prestazione che determina il maggior numero di indennizzi automatici è l'attivazione della fornitura. Gli indennizzi automatici corrisposti a causa del mancato rispetto dello standard fissato pari a 10 giorni lavorativi, sono quasi raddoppiati se confrontati allo scorso anno (5.986 contro i 2.277 del 2010). Seguono per numerosità gli indennizzi automatici erogati per mancata puntualità agli appuntamenti personalizzati.

Con lo scopo di assicurare la coerenza con le disposizioni previste dal Testo integrato della qualità della vendita, sono stati individuati due standard specifici concernenti la messa a disposizione – da parte dell'impresa distributrice – di dati tecnici richiesti dai venditori, distinguendo tra quelli acquisibili con lettura del gruppo di misura e altri dati tecnici. È stato, altresì, introdotto un indennizzo automatico di € 20 che il distributore è tenuto a versare al venditore in caso di mancato rispetto dei tempi massimi stabiliti per cause non imputabili a forza maggiore o a terzi, crescente in relazione al ritardo nell'esecuzione della prestazione. Nel 2011, come anche nell'anno precedente, entrambe le prestazioni sono state effettuate con ritardo. In particolare, la richiesta dei dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura è stata mediamente erogata in 15,6 giorni lavorativi rispetto a uno standard di 10 giorni, la richiesta di altri è stata mediamente erogata in 18,6 giorni lavorativi rispetto ai 15 giorni standard.

Condizioni di accesso ai servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione

Il documento per la consultazione DCO 27/11⁸⁶, ha inteso approfondire il percorso di evoluzione coordinata dei vari aspetti della regolazione dei servizi gas delineato nel documento per la consultazione DCO 25/10⁸⁷, con specifico riferimento alla modifica dei criteri di conferimento della capacità di trasporto, oggetto anche del procedimento avviato dall'Autorità con la delibera ARG/gas 184/09⁸⁸, in coerenza con le previsioni della normativa comunitaria contenuta nel cosiddetto "Terzo pacchetto energia".

Il DCO 27/11 ha confermato e sviluppato in maggiore dettaglio l'orientamento dell'Autorità di modificare i criteri di conferimento della capacità di trasporto per i punti di entrata/uscita dallo stoccaggio, così da prevedere, in analogia a quanto avviene per i terminali di rigassificazione, che tale capacità sia conferita alle imprese di stoccaggio e che i relativi costi siano recuperati nei corrispettivi per il servizio di stoccaggio. Sono state in particolare individuate e proposte le integrazioni alle discipline in materia di trasporto, di stoccaggio e di rigassificazione, contenute rispettivamente nelle delibere n. 137/02, n. 119/05, e n. 167/05⁸⁹, necessarie a dare un assetto organico alla materia.

Nel DCO 27/11 si propone una revisione della disciplina attualmente in vigore, contenuta nell'art. 17 della delibera n. 137/02, per gli addebiti relativi agli scostamenti tra capacità conferita e capacità effettivamente utilizzata. La proposta prevede l'applicazione agli utenti del trasporto di addebiti per la capacità effettivamente utilizzata in base ai corrispettivi di trasporto in vigore, senza alcuna maggiorazione, nei casi di scostamenti che non superino le soglie di tolleranza tra quantità prelevata (o immessa) presso un punto di uscita/riconsegna (o di entrata), rispetto alla capacità ivi conferita, anziché tener conto dell'andamento temporale degli scostamenti.

Il documento per la consultazione DCO 27/11 ha infine proposto una revisione della disciplina in materia di corrispettivo variabile di stoccaggio e di consumi di stoccaggio, funzionale a risolvere alcune criticità connesse con l'introduzione del nuovo sistema di bilanciamento di merito economico, con il fine di evitare la loro incorporazione nei prezzi offerti.

Tempi di connessione alle reti di trasporto e distribuzione

I dati relativi alle connessioni sono distinti a seconda che si tratti di connessioni di metanodotti alle reti di trasporto o connessioni di condotte presso la rete 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. I giorni di attesa medi sono cioè ottenuti come media dei tempi preventivati da Snam Rete Gas in risposta alla richiesta di connessione per singola tipologia di impianto. Come è possibile osservare dalla tavola 4.1 nel 2011 sono state realizzate 100 connessioni alla rete di trasporto nazionale, di cui 91 risultano in alta pressione e 9 in media pressione⁹⁰. Il tempo medio per della realizzazione è di 40 giorni lavorativi, ovviamente il valore è maggiore per i metanodotti in alta pressione, in questo caso l'attesa media è di 54 giorni, mentre per le condotte in media pressioni il tempo medio si riduce a 26 giorni.

⁸⁶ Documento del 21 luglio 2011.

⁸⁷ Documento del 26 luglio 2010.

⁸⁸ Delibera del 1 dicembre 2009.

⁸⁹ Delibere rispettivamente del 17 luglio 2002, del 21 giugno 2005 e del 1 agosto 2005.

⁹⁰ 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 alla rete di distribuzione (Tavola 4.2) che nel 2011 sono state appena poco inferiori a 385.000. La quasi totalità (circa il 99%) è in bassa pressione e i tempi di attesa sono ovviamente ridotti rispetto alle condotte connesse alla rete di trasporto, rispettivamente 8 giorni lavorativi per i metanodotti che esercitano in bassa pressione e quasi 14 giorni per quelli in media pressione.

Tavola 4.1 Connessioni alle reti di trasporto e tempo medio di allacciamento nel 2011

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Alta pressione	91	54,1
Media pressione	9	25,9
TOTALE	100	40,0

(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 2011

Numero e tempo medio in giorni lavorativi

PRESSIONE	NUMERO	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa pressione	380.171	7,9
Media pressione	4.356	13,8
TOTALE	384.527	-

(A) Esclude il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e quello necessario per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Approvazione e aggiornamento dei Codici dei servizi

Con delibera ARG/gas 57/11⁹¹, l'Autorità ha approvato il Codice di rigassificazione predisposto dalla società Terminale GNL Adriatico (ALNG) nella zona antistante il comune di Porto Viro (RO). Si tratta del primo Codice approvato dall'Autorità che riguarda una infrastruttura oggetto di procedura di esenzione, ancorché parziale. L'esenzione riguarda l'80% della capacità di rigassificazione del terminale per un periodo di 25 anni ed è stata accordata con decreto 26 novembre 2004 dall'allora Ministero delle attività produttive, previo parere dell'Autorità, al fine di favorire la realizzazione della nuova infrastruttura di rilevanza strategica che consente la diversificazione delle fonti di approvvigionamento di gas naturale del nostro Paese.

La disciplina dell'esenzione del diritto di accesso di terzi impone alle imprese che gestiscono terminali di GNL, di consentirne l'accesso ai terzi che ne facciano richiesta. Essa non deroga tuttavia alla previsione che l'Autorità fissi i criteri atti a garantire la massima imparzialità e neutralità nella gestione dei terminali stessi e che le imprese adottino un proprio Codice di rigassificazione sottoposto a verifica da parte dell'Autorità. Le modalità di erogazione del servizio, anche nei confronti dell'utente titolare della quota di capacità esente, sono quindi regolate nell'ambito del Codice di rigassificazione, definito dall'impresa sulla base dei criteri stabiliti dall'Autorità con la delibera n. 167/05⁹².

⁹¹ Delibera del 12 maggio 2011.

⁹² Delibera del 1 agosto 2005.

In ogni caso, come evidenziato nella delibera ARG/gas 57/11, il Codice di rigassificazione di ALNG prevede un regime di responsabilità degli utenti differenziato tra titolari di capacità esente e non esente, coerente con la diversa disciplina dei corrispettivi previsti: il corrispettivo applicabile ai titolari di capacità esente è stato definito nell'ambito degli accordi che hanno determinato l'investimento nell'infrastruttura e la richiesta dell'esenzione, mentre il corrispettivo per gli altri è definito dall'Autorità.

Nel corso del 2011 sono stati anche aggiornati i Codici dei servizi di trasporto, stoccaggio e rigassificazione al fine di recepire nuove previsioni normative, disposizioni dell'Autorità o modalità gestionali funzionali al miglioramento dell'erogazione del servizio. In particolare:

- con delibera ARG/gas 7/11⁹³, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio di Stogit, che prevede l'offerta e l'erogazione su base settimanale del servizio di bilanciamento utenti;
- con delibera ARG/gas 18/11⁹⁴, sono state recepite nel Codice di rigassificazione di GNL Italia le disposizioni in materia di mancato utilizzo della capacità di rigassificazione, oltre a previsioni volte a disciplinare le modalità di misura del GNL scaricato, qualora venga utilizzato il vapore di GNL (*boil off*) come combustibile durante la scarica;
- con delibere ARG/gas 24/11 e ARG/gas 25/11⁹⁵, sono state recepite nei Codici di trasporto di Snam Rete Gas e di Società Gasdotti Italia le disposizioni in materia di allocazione giornaliera agli utenti delle partite di gas prelevato da clienti non misurati giornalmente;
- con delibera ARG/gas 37/11⁹⁶, è stata implementata nell'ambito del Codice di Edison Stoccaggio, una piattaforma informatica per lo scambio di informazioni attraverso internet;
- con delibera ARG/gas 41/11⁹⁷, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di trasporto di Snam Rete Gas in merito all'attribuzione delle partite inerenti all'attività di bilanciamento del gas naturale, seguito di rettifiche dei dati di misura successive alla chiusura del bilancio di trasporto;
- con delibera ARG/gas 47/11⁹⁸, è stata approvata la proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio di Stogit, in attuazione alle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, relative allo sviluppo delle attività di stoccaggio per favorire una maggiore concorrenzialità nel settore del gas naturale;
- con delibere ARG/gas 68/11, ARG/gas 69/11 e ARG/gas 70/11⁹⁹, sono state recepite, rispettivamente nei Codici di rigassificazione di GNL Italia, nei Codici di stoccaggio di Stogit e nei Codici di trasporto di Snam Rete Gas, le previsioni dei decreti legislativi 8 giugno 2001, n. 231, 30 giugno 2003, n. 196, e 21 novembre 2007, n. 231, in materia di responsabilità amministrativa e di prevenzione dell'utilizzo del sistema finanziario a scopo di riciclaggio dei proventi di attività criminali e di finanziamento del terrorismo;
- con le delibere ARG/gas 155/11¹⁰⁰, ARG/gas 159/11¹⁰¹ e ARG/gas 161/11¹⁰², sono state recepite, rispettivamente nei Codici di trasporto di Snam Rete Gas e nei Codici di stoccaggio di

⁹³ Delibera del 31 gennaio 2011.

⁹⁴ Delibera del 16 marzo 2011.

⁹⁵ Delibera del 23 marzo 2011.

⁹⁶ Delibera del 29 marzo 2011.

⁹⁷ Delibera del 7 aprile 2011.

⁹⁸ Delibera del 14 aprile 2011.

⁹⁹ Delibera del 9 giugno 2011.

¹⁰⁰ Delibera del 10 novembre 2011.

Stogit e di Edison Stoccaggio, le disposizioni della delibera ARG/gas 45/11 in materia di bilanciamento di mercato.

Negoziazione e scambio di gas naturale

La legge 23 luglio 2009, n. 99 affida in esclusiva al GME la gestione economica del mercato del gas naturale. Nell'anno appena trascorso, in coerenza con tale legge, gli interventi dell'Autorità relativi alla negoziazione e allo scambio di partite di gas naturale sul mercato all'ingrosso hanno principalmente riguardato la definizione:

- delle modalità applicative delle disposizioni che hanno introdotto e centralizzato in ambito GME gli obblighi di offerta di quote di gas di importazione, previsti dal decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7;
- della cessione delle aliquote di gas prodotto della coltivazione, ai sensi dei decreti del Ministro dello sviluppo economico 12 luglio 2007 e 6 agosto 2010.

Con delibera ARG/gas 20/11¹⁰³, l'Autorità ha definito le modalità di offerta presso la piattaforma di negoziazione del GME, delle quote di gas importato relative all'anno termico 2011 - 12 e successivi, soggette agli obblighi di offerta o di cessione. In linea con i precedenti provvedimenti in materia, la delibera ha previsto l'articolazione in lotti annuali e mensili dell'offerta delle quote da parte di ciascun importatore.

Con delibera ARG/gas 95/11¹⁰⁴, l'Autorità ha invece disciplinato secondo modalità di negoziazione ad asta la cessione delle aliquote (*royalties*) della produzione nazionale del gas naturale dovute allo Stato. Tale delibera definisce inoltre le procedure che i titolari di concessioni di coltivazione devono seguire ai fini dell'offerta delle aliquote dovute per gli anni 2010 e successivi.

In materia di mercati regolamentati del gas naturale si segnala, infine, la delibera PAS 8/11¹⁰⁵, con la quale l'Autorità ha espresso parere favorevole al Ministero dello sviluppo economico alla modifica del regolamento del mercato gas (MGAS) funzionale a non consentire che nella sessione con modalità ad asta un operatore possa concludere scambi con se stesso, al fine di assicurare la significatività dei volumi scambiati.

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.

¹⁰¹ Delibera del 17 novembre 2011.

¹⁰² Delibera del 24 novembre 2011.

¹⁰³ Delibera del 16 marzo 2011.

¹⁰⁴ Delibera del 13 luglio 2011

¹⁰⁵ Delibera del 7 aprile 2011.

Inoltre, l'Autorità fa parte del Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema del gas, istituito dal Ministro delle attività produttive con decreto 26 settembre 2001 e confermato nel successivo Decreto del Ministero delle attività produttive 25 giugno 2004, recante l'*Approvazione della procedura di emergenza per fronteggiare la mancanza di copertura del fabbisogno di gas naturale, in caso di eventi climatici sfavorevoli, denominata «Procedura di emergenza climatica»*. Il Comitato ha funzione consultiva del ministero in materia di gestione delle emergenze e di funzionamento del sistema del gas naturale, ed 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, nonché dell'operatore della rete elettrica nazionale.

In concomitanza con gli eventi geopolitici che hanno portato alla chiusura del gasdotto Greenstream, il quale trasporta il gas naturale proveniente dalla Libia al punto di entrata della rete nazionale presso Gela, considerate le previsioni di disponibilità e domanda del gas naturale per il successivo ciclo termico invernale, il 18 luglio 2011 il Ministero dello sviluppo economico ha emanato indirizzi agli operatori per la salvaguardia della continuità e della sicurezza degli approvvigionamenti. La comunicazione del ministero ha previsto l'obbligo, per i titolari di capacità di stoccaggio, di assicurare il pieno utilizzo delle capacità di iniezione loro assegnate. A seguito di detta comunicazione, l'Autorità con delibera ARG/gas 112/11¹⁰⁶, ha adottato disposizioni in materia di corrispettivi di bilanciamento per la gestione dei servizi di trasporto e stoccaggio, volte a incentivare gli utenti, per la rimanente durata della fase di iniezione in stoccaggio, a massimizzare l'utilizzo delle proprie capacità.

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

Trasporto

Con delibera ARG/gas 49/11¹⁰⁷, l'Autorità ha emanato disposizioni inerenti all'esigenza di copertura degli oneri di carattere generale, con il fine di rendere la loro applicazione più trasparente, integrandole nell'ambito della *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013* (RTTG). Inoltre, con delibera ARG/gas 178/11¹⁰⁸ l'Autorità ha provveduto all'approvazione delle proposte tariffarie e dei corrispettivi di trasporto e dispacciamento presentate dalle imprese di trasporto, nonché del corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas per l'anno 2012.

Con delibera ARG/gas 156/11¹⁰⁹, l'Autorità ha integrato nella RTTG disposizioni per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti di sviluppo della capacità di trasporto, istituendo i meccanismi:

- di incentivazione all'accelerazione degli investimenti, che consente alle imprese di trasporto di accedere alle maggiorazioni del tasso di remunerazione sulle immobilizzazioni in corso, in seguito all'accertamento del raggiungimento degli obiettivi annuali di sviluppo proposti dall'impresa;

¹⁰⁶ Delibera del 4 agosto 2011.

¹⁰⁷ Delibera del 21 aprile 2011.

¹⁰⁸ Delibera del 6 dicembre 2011.

¹⁰⁹ Delibera del 10 novembre 2011.

- di premi e penalità in relazione al rispetto della data di entrata in esercizio degli interventi.

Nella delibera l'Autorità ha previsto che il meccanismo di incentivi si applichi in via sperimentale nel periodo 2012-13, entrando in vigore a decorrere dal periodo di regolazione 2014-17. Durante l'applicazione sperimentale, l'Autorità ha previsto che:

- il meccanismo di incentivazione, ad accesso facoltativo, sostituisca i criteri di remunerazione delle immobilizzazioni in corso, che prevedono un riconoscimento automatico e certo dell'incremento del tasso di remunerazione;
- il meccanismo di incentivazione sia riferito a tipologie di investimento di particolare rilevanza ritenute di natura prioritaria;
- il meccanismo di premi e penalità non venga applicato, lasciando che l'accelerazione degli investimenti sia indotta unicamente dal meccanismo di incentivazione.

Rigassificazione

Con delibera ARG/gas 107/11¹¹⁰, l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie per il servizio di rigassificazione relative all'anno termico 2011 - 12 presentate dalle società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico, nonché la proposta di aggiornamento della tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso il terminale della società Terminale GNL Adriatico. Con la stessa delibera l'Autorità, in attesa della completa transizione verso la disciplina tariffaria del servizio di misura del trasporto gas, ha determinato il corrispettivo transitorio a copertura dei ricavi di riferimento relativi al servizio di misura erogato dalle imprese di rigassificazione. Infine, in considerazione della conclusione del terzo periodo di regolazione (1 ottobre 2008 – 30 settembre 2012), con delibera ARG/gas 108/11¹¹¹, l'Autorità ha anche avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe per il servizio di rigassificazione per il quarto periodo di regolazione (2013–16).

Stoccaggio

La legge italiana ha stabilito con il decreto legislativo n. 164/00, e riconfermato con la legge n. 239/04 e con il decreto legislativo n. 93/11, che l'accesso al servizio di stoccaggio avviene in regime regolato e con modalità di erogazione del servizio definite dall'Autorità, la quale è chiamata a definire le tariffe regolate e le condizioni di accesso ed erogazione del servizio e ad approvare i Codici di stoccaggio degli operatori dopo averne verificato la coerenza con la regolazione e con i criteri definiti dalla legge. La regolazione dell'Autorità in materia di accesso ai servizi di stoccaggio è contenuta nella delibera n. 119/05.

L'Autorità è implicata anche nell'applicazione del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 che ha introdotto apposite misure per lo sviluppo di nuova capacità di stoccaggio e che include norme transitorie volte a consentire ai soggetti investitori di ottenere anticipatamente effetti equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la nuova capacità di stoccaggio fosse immediatamente operativa, anziché in un arco temporale tipicamente di 5 anni. Con delibera ARG/gas 29/11¹¹², l'Autorità ha

¹¹⁰ Delibera del 28 luglio 2011.

¹¹¹ Delibera del 28 luglio 2011.

¹¹² Delibera del 23 marzo 2011.

approvato i criteri per la definizione dei corrispettivi per l'accesso sia alla nuova capacità di stoccaggio realizzata ai sensi del suddetto decreto legislativo, sia alle misure transitorie per l'anticipazione degli effetti nel mercato dello stoccaggio.

Con delibera ARG/gas 106/11¹¹³, l'Autorità ha pertanto approvato:

- i corrispettivi d'impresa per l'attività di stoccaggio e per l'attività di misura svolta dalle imprese di stoccaggio, i corrispettivi unici nazionali per l'attività di stoccaggio e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto del gas, relativamente all'anno 2012;
- le proposte di riduzione dei corrispettivi unitari di iniezione e di erogazione per l'offerta di capacità di stoccaggio interrompibile, nonché di maggiorazione del corrispettivo di punta di erogazione per la capacità di erogazione conferita durante la fase di iniezione;
- i corrispettivi unitari di accesso e di utilizzazione della capacità realizzata ai sensi del decreto legislativo n. 130/10, nonché i corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie, di cui alla delibera ARG/gas 29/11.

Con la medesima delibera, l'Autorità ha inoltre determinato il valore del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio¹¹⁴ da destinare alle Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio per l'anno 2012, dimensionando al contempo il valore della componente tariffaria necessaria per recuperare il gettito necessario a coprire gli oneri derivanti dal suddetto contributo compensativo.

Distribuzione

Con delibera ARG/gas 114/11¹¹⁵, sono state approvate le opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale distribuiti a mezzo di reti canalizzate, per gli anni 2010 e 2011, per alcune imprese in relazione alle quali è stato necessario svolgere approfondimenti sui dati relativi agli investimenti dichiarati in precedenza.

Con delibera ARG/gas 195/11¹¹⁶ l'Autorità ha provveduto all'aggiornamento, per l'anno 2012, delle tariffe obbligatorie per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura del gas naturale¹¹⁷ e delle opzioni tariffarie per il servizio di distribuzione e misura di gas diversi dal gas naturale a mezzo di reti canalizzate. La determinazione delle tariffe di riferimento¹¹⁸ è invece stata sospesa, in attesa dello svolgimento del procedimento per la valutazione delle dovute modifiche alla regolazione tariffaria vigente, avviato con la delibera ARG/gas 235/10, in conformità con le sentenze del TAR Lombardia.

¹¹³ Delibera del 28 luglio 2011.

¹¹⁴ Di cui all'art. 2, comma 558, della legge finanziaria 2008.

¹¹⁵ Delibera del 4 agosto 2011.

¹¹⁶ Delibera del 29 dicembre 2011.

¹¹⁷ La tariffa obbligatoria per i servizi di distribuzione e misura è la tariffa che l'impresa di distribuzione ha l'obbligo di offrire alle controparti per il proprio servizio. È stabilita dall'Autorità a copertura dei costi relativi ai servizi di distribuzione e misura ed è differenziata per 6 ambiti tariffari: nord occidentale (comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte, Liguria); nord orientale (comprendente le regioni Lombardia, Trentino Alto Adige, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna); centrale (comprendente le regioni Toscana, Umbria, Marche); centro-sud orientale (comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata); centro-sud occidentale (comprendente le regioni Lazio, Campania); meridionale (comprendente le regioni Calabria e Sicilia).

¹¹⁸ La tariffa di riferimento è definita per ciascuna impresa distributrice ai fini della determinazione dei vincoli ai ricavi ammessi ed è fissata dall'Autorità entro il 15 dicembre dell'anno precedente a quello di entrata in vigore.

In attuazione delle disposizioni contenute nel decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, l'Autorità ha avviato, con delibera ARG/gas 120/11¹¹⁹, un procedimento volto alla definizione delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione di impianti di produzione di biometano con le reti del gas naturale. Come disposto dal decreto legislativo n. 28/11, l'Autorità deve definire, oltre alle condizioni tecniche ed economiche per la connessione, le caratteristiche chimiche del gas, le condizioni per l'odorizzazione e i limiti di pressione, necessari per l'immissione nella rete del gas naturale. Ulteriori compiti affidati all'Autorità consistono, inoltre, sia nella definizione dei tempi, dei modi e dei costi per l'espletamento di tutte le fasi istruttorie necessarie per individuare e realizzare la connessione.

Misura

Con delibera ARG/gas 155/08¹²⁰, l'Autorità aveva emanato le direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas con funzioni di telelettura e telegestione, per i punti di riconsegna delle reti di distribuzione del gas naturale, che si è poi rivelata inapplicabile in considerazione dell'evoluzione normativa e tecnologica avvenuta nel frattempo e in ragione di problematiche di ritardo produttivo e tecnologico emerso nell'offerta delle apparecchiature di misura. Dal lato normativo è risultata particolarmente rilevante l'emanazione della legge n. 99/09, che prevede novità in tema di validità temporale dei bolli metrici per i misuratori con portata massima fino a 10 m³/h. Dal lato tecnologico, le associazioni di categoria hanno segnalato sia una serie di criticità sull'affidabilità delle soluzioni tecnologiche di misura e di comunicazione disponibili, sia l'esigenza di prevedere una ridefinizione del programma temporale di installazione dei misuratori, stabilito dalla delibera ARG/gas 155/08, al fine di poter intercettare il risparmio in termini di investimento che nuove soluzioni tecnologiche potrebbero far conseguire.

Con delibera ARG/gas 36/11¹²¹, l'Autorità ha di conseguenza avviato un procedimento finalizzato all'introduzione di modifiche della regolazione tariffaria del servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, in relazione agli obblighi previsti dalla delibera ARG/gas 155/08. In particolare, l'Autorità ha ritenuto necessario svolgere ulteriori approfondimenti volti a verificare l'efficacia degli strumenti regolatori oggi in vigore in relazione all'esigenza di garantire uno sviluppo efficiente del servizio e di favorire la creazione di valore per i clienti finali nel medio termine. Nell'ambito di questo procedimento sono stati emanati due documenti per la consultazione di cui il documento per la consultazione DCO 17/11¹²², esaminava diverse proposte in relazione a:

- costi relativi ai gruppi di misura;
- costi relativi agli elementi dei sistemi di telegestione diversi dai gruppi di misura.

Su questa base l'Autorità ha poi emanato la delibera 28/12/R/gas¹²³, con la quale sono state adeguate sia la regolazione tariffaria del servizio di misura, sia le direttive di messa in servizio di gruppi di misura gas, di cui alla delibera ARG/gas 155/08. Con l'adozione di tale delibera, l'Autorità ha tenuto conto del fatto che negli anni dal 2008 al 2010 è stata effettuata una significativa sostituzione dei gruppi di misura con l'installazione di misuratori convenzionali, i cui bolli metrici

¹¹⁹ Delibera dell'8 settembre 2011.

¹²⁰ Delibera del 22 ottobre, 2008.

¹²¹ Delibera del 29 marzo 2011.

¹²² Documento del 19 maggio 2011.

¹²³ Delibera del 2 febbraio 2012.

scadranno in un periodo compreso tra il 2023 e il 2025, alterando significativamente l'analisi costi/benefici alla base della delibera ARG/gas 155/08.

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 2011 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

Accesso alle infrastrutture e gestione delle congestioni

Nel settore del gas naturale, l'Autorità ha partecipato alla stesura delle *Linee guida* sull'allocazione della capacità (pubblicate da ACER il 3 agosto 2011) e di quelle sul bilanciamento (pubblicate da ACER il 18 ottobre 2011). Le nuove regole ridefiniranno l'assetto complessivo del mercato del gas continentale e avranno un impatto significativo sui singoli sistemi nazionali, richiedendo un considerevole sforzo di armonizzazione tra tutti i sistemi interconnessi.

Nelle *Linee guida* sull'allocazione della capacità vengono definiti metodi innovativi per l'allocazione della capacità sulle interconnessioni dei gasdotti internazionali, con l'obiettivo di creare mercati più liquidi e concentrare gli scambi negli *hub* continentali. Si dispongono norme per armonizzare le procedure di allocazione tra sistemi interconnessi creando prodotti integrati (*bundled*), che permettono di acquisire la capacità per transitare direttamente da un sistema a un altro senza dover ottenere, come oggi, la capacità in uscita da un sistema e quella di ingresso nel sistema confinante.

La creazione dei prodotti *bundled* consentirà di facilitare gli scambi tra *hub*, garantendo una maggiore liquidità alle piattaforme di mercato oggi esistenti e promuovendo la competizione. Grazie a questa modifica regolatoria, sarà possibile superare l'attuale rigidità del settore, fortemente condizionato dai contratti di fornitura di lungo termine indicizzati al petrolio, promuovendo un sistema di scambi più flessibile in grado di sfruttare al meglio la capacità di trasporto esistente per trasferire il gas in Europa sulla base dei segnali di prezzo esistenti.

Nelle *Linee guida*, che concorrono alla definizione dell'assetto del nuovo mercato continentale, si prevede che il TSO, su un piano paritario con tutti gli operatori, debba procurare i servizi di bilanciamento attraverso meccanismi di mercato in cui tutte le risorse di flessibilità possano essere commercializzate con e tra gli *shipper*. Una piattaforma separata può essere ammessa solo come soluzione transitoria nei paesi che non hanno ancora un mercato infragiornaliero sufficientemente liquido. Gli utenti della rete sono incentivati a bilanciarsi autonomamente, anche mediante il mercato, e la regolazione degli sbilanciamenti riflette il prezzo pagato (o ricevuto) dal TSO per acquistare (o vendere) gas sul mercato ai fini del bilanciamento. Infine, le *Linee guida* evidenziano l'importanza di armonizzare le tempistiche di nomina e rinomina con i paesi confinanti e di adottare un sistema di bilanciamento che abbia come riferimento per tutti i paesi dell'Unione

europea un identico giorno gas, indipendentemente dal fuso orario (dalle 6.00 di un giorno solare alle 6.00 del giorno solare successivo, *Central European Time*, CET).

Coordinamento con altri regolatori europei e ACER

Il coordinamento a livello europeo ha visto l'Autorità anche per il settore del gas naturale impegnata su tre fronti: l'ACER, il CEER e le Iniziative regionali. Tale impegno ha avuto come obiettivo principale la promozione di un mercato europeo dell'energia integrato, competitivo ed efficiente, assicurando così la corretta implementazione del Terzo pacchetto energia.

Come per le Iniziative regionali elettriche, anche le regioni gas sono state chiamate a redigere dei Piani di lavoro triennali per contribuire alla realizzazione del mercato unico entro il 2014. Una prima versione di un *Target Model* per il gas, la cui preparazione ha visto impegnata anche l'Autorità, è stata pubblicata dal CEER solo alla fine del 2011. L'Italia è inserita nell'ambito dell'Iniziativa regionale Sud-Sudest, che il regolatore italiano coordina insieme con il regolatore austriaco e che comprende anche Bulgaria, Cipro, Grecia, Polonia, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia e Ungheria. La composizione geografica estremamente ampia, nonché condizioni di mercato e livelli di interconnessione enormemente differenziati continuano a rappresentare degli esempi significativi delle complessità affrontate dalla regione nel processo di integrazione.

Oltre alla sicurezza degli approvvigionamenti, la regione Sud-Sudest si concentra sul tema dell'allocazione della capacità, concentrandosi come già più sopra anticipato sullo sviluppo di progetti pilota, tra cui l'estensione della piattaforma GATRAC (*Gas Transport Cooperation*)¹²⁴ ad altri paesi, e sulla stipula di accordi bilaterali tra paesi confinanti.

Rapporti con paesi non appartenenti all'Unione europea

Come per il settore dell'energia elettrica l'Autorità ha attivamente partecipato, anche per quello del gas naturale con associazioni fra regolatori dell'energia in particolare nell'area dei Balcani e dei paesi del Mediterraneo.

In particolare nel corso del 2011, l'Autorità ha partecipato attivamente alla preparazione dello studio *Recommendations for funding investments in the Energy Community Gas Ring*, per la metanizzazione dell'area dei Balcani. Il *Gas Ring* è uno studio della possibile armonizzazione della rete di infrastrutture gas nella regione. Tale studio, approvato alla diciottesima riunione dell'ECRB del 15 dicembre 2011, oltre a una valutazione della metodologia per l'identificazione degli eventuali rischi alla realizzazione di nuovi investimenti nei Balcani e delle possibili modalità di gestione degli stessi, propone un modello per definire i criteri regolatori (tariffari e non) necessari per soddisfare le esigenze dei soggetti interessati alla realizzazione del *Gas Ring* e consentirebbe un aumento della sicurezza energetica grazie alla diversificazione delle fonti di approvvigionamento e l'integrazione dei mercati del gas di Albania, Bosnia-Erzegovina, Croazia, Kosovo, Macedonia, Montenegro e Serbia, che verrebbero configurati all'interno di un unico mercato regionale.

Nel settore del gas merita un cenno particolare l'attività di gemellaggio con l'Autorità ucraina (NERC) che in varie forme è proseguita ininterrottamente oramai da quasi sei anni. L'attuale attività (*Support to NERC in the process of implementation of the gas legislation in line with the*

¹²⁴ Piattaforma nata nel 2010 dall'accordo dei TSO tedesco e ceco per facilitare il trasporto transfrontaliero del gas tra Germania e Repubblica Ceca, e permettere l'allocazione congiunta della capacità.

provisions of the EnCT), avviata nel settembre 2011, segue un precedente progetto di gemellaggio, sempre nel settore del gas naturale (*Regulatory and Legal Capacity Strengthening of Natural Gas Regulation in NERC*), assegnato all'Autorità nel 2008 alla guida di un consorzio di regolatori europei e finanziato dal programma comunitario *European Neighbourhood Policy Instrument* (ENPI) e terminato con successo nel settembre 2011.

4.1.5 Conformità alla normativa comunitaria

Implementazione del Terzo pacchetto energia: decreto legislativo n. 93/11

Come già menzionato al paragrafo 3.1.5, le direttive 72/2009/CE e 73/2009/CE sono state recepite in Italia con il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93. Con riferimento al settore del gas, il citato decreto ha introdotto varie novità in aggiunta a quelle già menzionate in relazione al settore elettrico (riguardanti la definizione di una politica energetica nazionale e i compiti e poteri dell'Autorità) tra cui si ricordano, in particolare, (i) le disposizioni relative alla separazione dei proprietari dei sistemi di trasporto e dei gestori dei sistemi di trasporto, (ii) quelle riguardanti l'accesso allo stoccaggio di modulazione gas e gli obblighi di stoccaggio strategico e (iii) le disposizioni inerenti gli obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori.

- (i) Riguardo la separazione tra le attività relative alla gestione delle reti di trasporto e quelle inerenti la produzione e la vendita di gas, il decreto legislativo n. 93/11 ha optato per la soluzione dell'Independent Transmission Operator ("ITO") per la principale impresa di trasporto (Snam Rete Gas) e per la scelta fra i restanti modelli per le altre imprese di trasporto minori. Successivamente, il decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1, convertito con modificazioni in legge 24 marzo 2012, n. 27, recante Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività, ha rivisto tale soluzione per Snam Rete Gas e ha rinviato a un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri – da adottarsi "sentita l'Autorità" – la disciplina di criteri, condizioni e modalità cui dovrà conformarsi la società per accogliere il modello di separazione proprietaria.
- (ii) In materia di accesso allo stoccaggio di modulazione, il decreto legislativo riserva la priorità di accesso allo stesso per esigenze di fornitura di tutti i clienti vulnerabili (ossia tutti i clienti civili inclusi quelli che svolgono attività di servizio pubblico e/o di assistenza secondo la definizione dell'art. 7 del decreto) e dei clienti non civili con consumi inferiori ai 50.000 m³ annui. Sul punto, il decreto legislativo prevede, altresì, che il Ministero dello sviluppo economico determini i criteri per il calcolo degli obblighi di modulazione tra le imprese di vendita. Inoltre, per quanto riguarda gli obblighi di stoccaggio strategico finora esclusivamente in capo agli importatori provenienti da Paesi extra UE, sono estesi dal decreto legislativo a tutti i produttori e importatori. Tale decreto, prevede anche che le quote di stoccaggio strategico siano determinate annualmente con decreto ministeriale "in funzione, anche non lineare, del volume importato" e dell'infrastruttura di approvvigionamento.
- (iii) Infine, in materia di obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori, il decreto legislativo oltre ad adottare una definizione di cliente vulnerabile analogamente a quanto previsto per il settore elettrico, prevede che «nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico, l'Autorità continua transitoriamente a determinare [per i clienti vulnerabili] i prezzi di riferimento ai sensi delle disposizioni di cui al decreto legge 18 giugno 2007, n.

73» che le società di distribuzione o di vendita del gas devono inserire nelle proprie offerte commerciali.

Conformità dei compiti attribuiti all'Autorità ai sensi della direttiva gas

Per un'illustrazione delle principali competenze e poteri attribuiti all'Autorità dal decreto legislativo 93/2011 si rimanda alla tavola 3.2.

4.1.6 Gestione delle controversie

Per quanto riguarda i poteri, le competenze e attività svolte nel 2011 del regolatore si rinvia a quanto illustrato al paragrafo 3.1.6 per il settore elettrico.

4.2 Promozione della concorrenza

4.2.1 Mercati all'ingrosso

Dopo gli incoraggianti segnali di ripresa del 2010, nel 2011 la domanda di gas ha registrato un forte calo. Secondo i dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo è stato di 77,9 G(m³) in diminuzione del 6,2% rispetto all'anno precedente. Nel 2011 i consumi finali sono risultati inferiori, anche se di poco, a quelli del 2009, anno in cui i consumi registrarono una battuta d'arresto dell'8%. La domanda ha subito una contrazione di 5,2 G(m³), evidenziando una variazione negativa in quasi tutti i settori.

I consumi del settore civile (residenziale e terziario), che rappresentano il 40% circa dei consumi nel nostro Paese, hanno registrato una riduzione dell'8,4% passando dai 34 G(m³) del 2010 ai 31 G(m³) del 2011. Le condizioni climatiche miti e le difficoltà economiche che l'Italia sta attraversando sono alla base della riduzione dei consumi domestici. Alla crisi del settore civile si è accompagnato il calo dei consumi del termoelettrico, anch'esso piuttosto sensibile e pari a -7%; il settore industriale ha evidenziato invece una riduzione più modesta, dell'1,1%. Anche le destinazioni di consumo di minore rilevanza quali l'agricoltura e gli usi non energetici (che insieme non raggiungono l'1% del totale dei consumi) hanno registrato una variazione negativa. In particolare, i consumi agricoli hanno manifestato una riduzione dell'8% mentre il gas destinato a usi non energetici ha subito un crollo, pari a -24,6%. L'unica voce in aumento è stata quella dell'autotrazione, che ha confermato il trend di crescita che la contraddistingue ormai da diversi anni. Complice anche il forte e continuo aumento dei prezzi dei carburanti, dal 2006 al 2010 il settore dell'autotrazione è stato protagonista di un notevole sviluppo. Da sottolineare però che la crisi non ha risparmiato nemmeno questo settore, infatti nell'ultimo anno la variazione in aumento è stata appena del 2,6%, dunque fortemente ridimensionata se confrontata con l'incremento medio del 10% registrato negli ultimi cinque anni o con la notevole variazione del 16% dell'anno precedente.

Dopo anni di ininterrotto declino, la produzione nazionale di gas naturale sta sperimentando da tre anni a questa parte un trend di assestamento intorno agli 8 G(m³)/anno. Secondo i dati provvisori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, anche nel 2011 l'estrazione di gas sul territorio nazionale ha toccato quota 8.449 M(m³), evidenziando anzi una lieve crescita dello 0,5% rispetto al 2010. Nel 1994, la produzione italiana di gas ha raggiunto il massimo superando di poco i 20 G(m³) e arrivando a soddisfare circa un terzo dei consumi nazionali dell'epoca. Da allora la copertura del fabbisogno interno è scesa sino all'attuale 11% circa.

In termini netti le importazioni di gas in Italia sono diminuite lo scorso anno di quasi 5 G(m³), passando da 75.213 a 70.244 M(m³) e tornando così ai livelli del 2009. Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2011 le importazioni lorde sono scese a 70.368 dai 75.354 M(m³) che avevano raggiunto nel 2010, così come le esportazioni si sono ridotte a 124 da 141 M(m³). Tenendo conto che la variazione di volume negli stoccaggi per l'anno è stata pari a 777 M(m³) – nel 2010 andarono a stoccaggio solo 522 M(m³) – e che i consumi e le perdite di rete sono stimabili in circa 1.846 M(m³), il valore dei consumi nazionali nel 2011 è valutabile in 76.071 M(m³). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2010 e pari al 90%. Il 75% del gas importato in Italia proviene da paesi non appartenenti all'Unione europea. Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti (89%), ma la quota dei gas che giunge via nave è notevolmente cresciuta grazie alla progressiva entrata a regime del terminale di Rovigo, dove approda il GNL proveniente dal Qatar. Infatti, nel 2011 le importazioni

da questo paese hanno toccato 6,2 G(m³) e la ragguardevole quota dell'8,8% dell'intero gas importato in Italia.

Il paese di provenienza più importante è da molti anni l'Algeria, che da sola copre oltre un terzo del fabbisogno italiano; nel 2011 da questo paese sono arrivati 23 G(m³), il 93% via tubo a Mazara del Vallo e il resto via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia (in provincia di La Spezia). Dalla Russia sono giunti, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 19,7 G(m³), ovvero il 28% del gas complessivamente importato in Italia. I quantitativi di gas proveniente dalla Libia, sono drasticamente diminuiti lo scorso anno, a causa delle note vicende politiche accadute in quel paese: dai circa 9 G(m³) che mediamente entravano in Italia negli anni precedenti tramite il punto della rete nazionale di Gela, nel 2011 infatti i volumi libici sono scesi ad appena 2,3 G(m³). Quote importanti di gas, anche a parziale compensazione del deficit libico, sono giunte da paesi europei: non soltanto i "tradizionali" quantitativi provenienti dalla Norvegia e dai Paesi Bassi, ma anche dall'Austria, dalla Germania e da altri paesi dell'Unione europea. Complessivamente, infatti, la quota di gas di provenienza europea che nel 2011 è stata importata in Italia ha raggiunto il 25%. Il rimanente 2% delle importazioni 2010 è arrivato da altri Paesi (di cui uno 0,4% dalla Croazia). Secondo i dati (provvisori) raccolti con l'Indagine annuale sui settori regolati dell'Autorità, nel 2011 le importazioni lorde hanno registrato una caduta del 7,2%, scendendo a 68 G(m³) dai 73,3 toccati nel 2010. Nei dati preconsuntivi diffusi dal Ministero dello sviluppo economico la diminuzione appare un po' meno forte e pari a -6,6%, visti i quantitativi di importazione corrispondenti pari a 70,4 e 75,4 G(m³) rispettivamente per il 2011 e il 2010. Il 5% del gas complessivamente importato è stato acquistato presso le Borse europee.

Come negli anni scorsi i gruppi¹²⁵ che hanno una quota superiore al 5% rispetto al gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel che insieme coprono il 74,3% del totale; è da evidenziare, tuttavia, che nel 2010 la medesima quota era pari al 73,4%. Gli altri operatori possiedono quote di gas importato e/o prodotto che partono dal 2%. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota analoga a quella del gas approvvigionato.

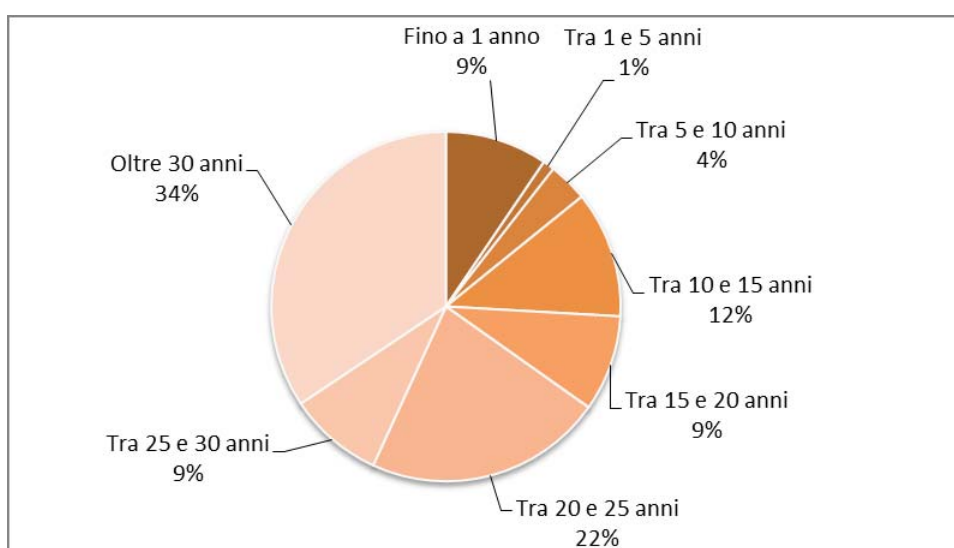
Con 28,2 G(m³) di gas importato e una quota pari al 41,4% (40% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), Eni mantiene una quota rilevante anche nell'importazione, così come nella produzione nazionale. La sua quota resta, in effetti, ancora di 24 punti percentuali superiore a quella del primo concorrente. Per la prima volta da molti anni a questa parte, inoltre, la quota della società risulta maggiore di quella dell'anno precedente (era 39,2% nel 2010), dopo aver sperimentato continue diminuzioni in passato per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi proprio dal 2011. Lo scorso anno, in particolare, le importazioni di Eni si sono ridotte solo dell'1,9%, essendo scese a 28,2 G(m³) dai 28,7 G(m³) del 2010. Nel 2011 la seconda posizione nella classifica degli importatori è rimasta a Edison, che nel 2009 aveva superato Enel Trade, nonostante i quantitativi acquisiti si siano ridotti del 12,9% rispetto al 2010. Diminuzioni significative si sono avute anche per altri importatori: -9,8% nel caso di Enel Trade, che è rimasta in terza posizione; -22,6% per Sonatrach Gas Italia, -32,9% nel caso di Enoi. La drastica caduta delle importazioni di Sorgenia, crollate dell'80% rispetto al 2010, ha addirittura portato all'uscita della società dalla classifica dei primi venti importatori italiani. A fronte di tali variazioni fortemente negative sono da segnalare almeno tre casi di notevole aumento: si tratta dei volumi importati da Sinergie Italiane (+44%), Gas Plus Italiana

¹²⁵ 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.

(+64,1%) ed Egl Italia (+62,9%). I primi tre importatori risultano acquisire il 72,4% (il 69,7% sul valore di import totale di fonte ministeriale) del gas complessivamente approvvigionato all'estero da operatori italiani. Anche tale quota risulta cresciuta rispetto al 71,7% del 2010.

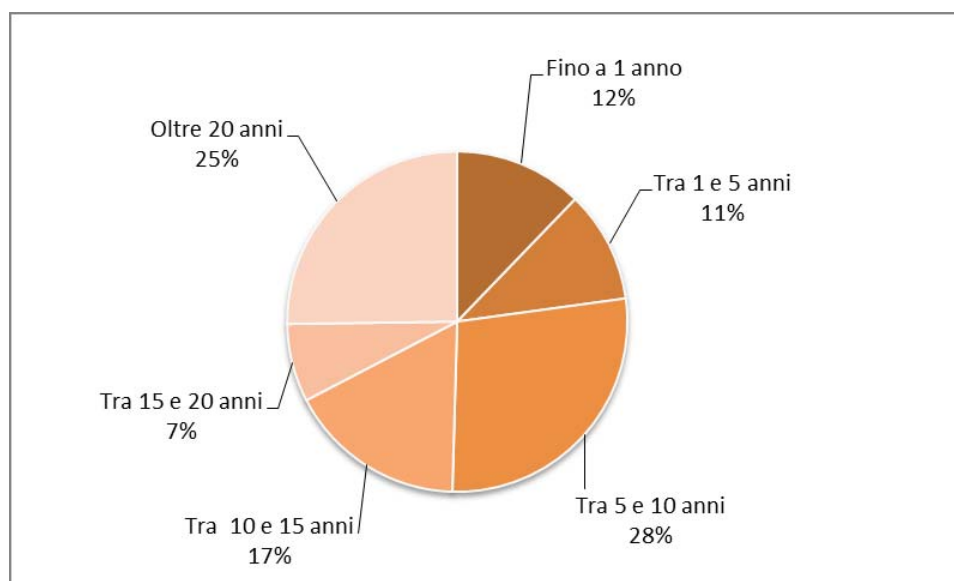
Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2011 secondo la durata intera (Figura 4.3) resta confermato, come negli anni passati, che l'attività di importazione avviene sulla base di contratti di lungo periodo. Più del 60% di essi possiede una durata complessiva oltre i 20 anni e un altro 24% possiede una durata intera compresa tra 5 e 20 anni. Rispetto al 2010 il peso delle importazioni spot, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, si è ridotto di un punto percentuale, essendo passato dal 10,6% al 9,5%. Si ricorda che l'incidenza di questi contratti viene valutata in modo da escludere (attraverso una stima) 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 italiano che l'ha acquistato.

Figura 4.3 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata intera



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Figura 4.4 Struttura dei contratti (annuali e pluriennali) attivi nel 2011, secondo la durata residua



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Circa la vita residua, i contratti di importazione in essere al 2011 (Figura 4.4) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi: poco meno di un terzo scadrà infatti tra quindici o più anni e più della metà scadranno tra dieci anni o più. Il 23% dei contratti esistenti terminerà invece entro i prossimi cinque anni. L'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata anche in questo caso rivista come descritto poco sopra.

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	Accesso non riservato			
2001	125,1	n.d.	15,5	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2	68,2%
2002	111,8	n.d.	14,3	84,0	0,5	77,3	4,2	3	3	67,4%
2003	123,6	n.d.	13,9	84,8	0,5	78,8	3,1	3	3	63,8%
2004	127,3	386	12,9	88,7	0,5	84,6	2,1	3	3	62,4%
2005	138,3	421	12,0	90,6	0,5	73,5	16,7	3	3	66,7%
2006	134,3	443	11,0	92,3	0,5	74,5	17,3	3	3	66,5%
2007	136,1	429	9,7	98,4	0,5	86,1	11,8	3	3	63,8%
2008	151,5	410	9,3	100,3	0,5	96,1	3,7	3	3	57,1%
2009	147,2	436	8,0	110,9	0,3	102,6	8,0	3	4	49,2%
2010	173,5	459	8,3	116,0	0,3	103,1	12,6	3	5	42,3%
2011	178,9	401	8,4	116,3	0,2	103,0	13,0	3	3	42,1%

(A) Volumi di gas venduto sul mercato nazionale all'ingrosso e al dettaglio; include le rivendite.

(B) Picco di immissione raggiunto nei giorni: 26/01/2004, 19/12/2005, 25/01/2006, 18/12/2007, 18/02/2008, 21/12/2009, 17/12/2010, 25/01/2011; il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

(C) In Italia non esiste un trattamento differenziato per i transiti che sono trattati alla stregua di un normale trasporto; il valore indicato in tabella è riferito a un contratto di transito che ha ottenuto accesso prioritario in quanto appartenente a un contratto pluriennale.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Snam Rete Gas e su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2011 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 stata pari a 178,9 G(m³). Il mercato all'ingrosso ha movimentato 98,4 G(m³), 68 G(m³) ne ha movimentati il mercato al dettaglio, mentre gli autoconsumi sono ammontati a 12,5 G(m³). La domanda totale ha registrato un aumento del 3% rispetto al 2010 (Tavola 4.3). Gli operatori che risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% sono 5.

Più precisamente i gruppi e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (22,3%), Edison (10%), GdF Suez (9,8%), Enel (7,7%) e A2A (6%). I primi tre gruppi coprono insieme il 42,1% della domanda totale, una quota analoga 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 ai mercati di vendita del gas (all'ingrosso e al dettaglio) come ogni anno provengono 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 gas, l'Indagine era rivolta alle 431 società accreditate all'Anagrafica operatori che hanno dichiarato di svolgere attività di vendita di gas all'ingrosso o al mercato finale nel 2011. Di queste hanno risposto 380 imprese, di cui 32 hanno dichiarato di essere rimaste inattive nel corso dell'anno (Tavola 4.4). Delle 348 attive, 40 hanno venduto gas unicamente al mercato all'ingrosso e sono state classificate come grossisti puri, 205 hanno venduto gas solo a clienti finali e sono state classificate come venditori puri. Le rimanenti 103 che hanno operato sia sul mercato all'ingrosso, sia sul mercato finale, sono state classificate come operatori misti.

Il mercato all'ingrosso ha movimentato 98,4 G(m³), il 28% è stato scambiato da grossisti puri mentre il restante 72% da venditori che operano su entrambi i mercati. Il numero dei grossisti è leggermente aumentato, salendo a 143 unità contro le 140 dell'anno precedente. Negli ultimi anni il livello di concentrazione su tale mercato è costantemente diminuito e nel 2011 è sceso addirittura sotto la soglia del 30%. Nel 2011 la quota delle prime 3 società Eni, Edison e Sinergie Italiane, è infatti scesa al 28,2% dal 31,1% del 2010 (era 39,2% nel 2009); quella delle prime 5, che include anche Enel Trade e GdF Suez, si è abbassata al 38,7% dal 40,5% del 2010 (era appena sopra al 50% nel 2009). L'indice di Herfindahl calcolato sul solo mercato all'ingrosso nel 2011 (escludendo pertanto i significativi quantitativi di gas autoconsumati dalle imprese, pari a 12,5 G(m³)) è risultato pari a 0,049, un valore abbondantemente sotto lo 0,1 ritenuto sintomo di bassa concentrazione. Peraltro era sotto tale soglia già da due anni: i valori per il 2010 e il 2009 erano, rispettivamente, dello 0,056 e dello 0,083.

Il prezzo praticato dagli operatori misti è risultato di 31,15 c€/m³ ovvero di poco superiore a quello mediamente praticato dai grossisti puri, pari a 29,56 c€/m³. Complessivamente sul mercato all'ingrosso il gas è stato scambiato a un prezzo pari a 30,71 c€/m³.

Tavola 4.4 Vendite e prezzi nel mercato all'ingrosso nel 2011

M(m ³); c€/m ³			
Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Grossisti puri	40	27.235	29,56
Operatori misti	103	71.153	31,15
Totale	143	98.388	30,71

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Solo recentemente il mercato all'ingrosso del gas italiano è stato dotato di una Borsa, vale a dire di un mercato regolamentato e trasparente per lo scambio di quantitativi di gas. Prima di essa, gli operatori avevano a disposizione il Punto di scambio Virtuale (PSV) una bacheca elettronica gestita dal principale operatore della rete di trasporto – Snam Rete Gas – per lo scambio di capacità e quantitativi di gas, in base a contratti *over the counter*.

Punto di scambio virtuale

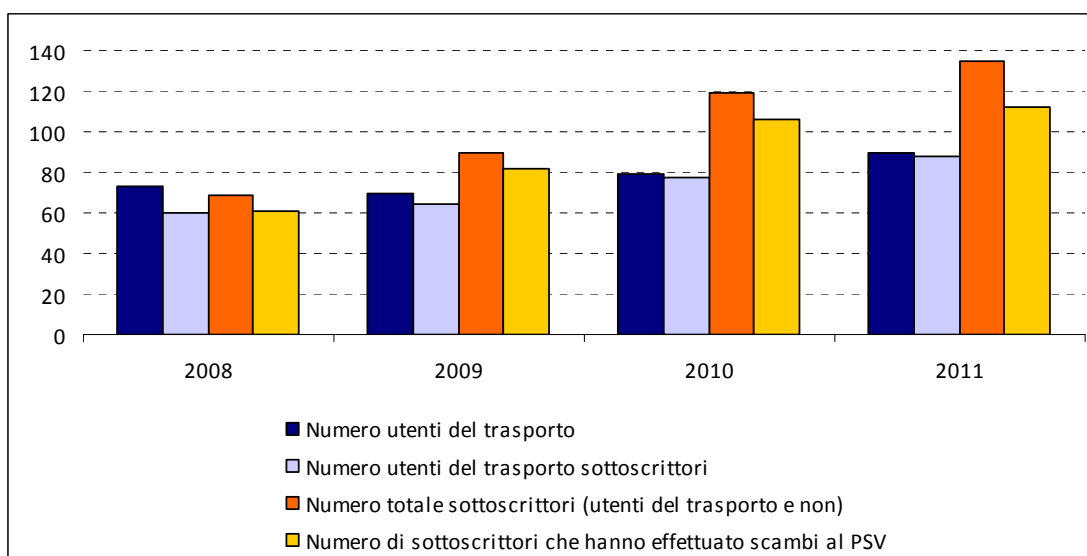
Secondo la normativa in vigore, gli operatori del gas possono effettuare cessioni e scambi di gas immesso nella Rete nazionale, presso un punto virtuale concettualmente localizzato tra i punti di entrata e i punti di uscita della Rete nazionale: il Punto di scambio virtuale (PSV). Esso offre loro un

utile strumento di bilanciamento commerciale e la possibilità di replicare gli effetti della cessione giornaliera di capacità, per esempio in caso di interruzione o 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 2010 presso il Gestore del mercato elettrico.

Negli ultimi anni, il PSV ha notevolmente accresciuto la sua importanza, in termini sia di volumi scambiati, sia di numero delle contrattazioni. Ciò è avvenuto anche grazie alla standardizzazione dei contratti sottostanti le transazioni e ad alcuni provvedimenti implementati. Secondo le disposizioni dell'Autorità, dal novembre 2006 i *trader* possono effettuare transazioni presso l'*hub* nazionale, senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto. Nel 2011, 112 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 27 sono risultati *trader* puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto (Figura 4.5).

Anche nel 2011 i sottoscrittori che hanno effettuato scambi al PSV sono complessivamente aumentati da 106 del 2010 a 112, anche se si assiste per la prima volta a una lieve diminuzione dei *trader* puri (cioè non utenti del sistema di trasporto) scesi da 32 a 27 unità, probabilmente legata alle prospettive meno vantaggiose del mercato del gas dovute alla fase di contrazione dei consumi.

Figura 4.5 Utenti del PSV dal 2008 al 2011



Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

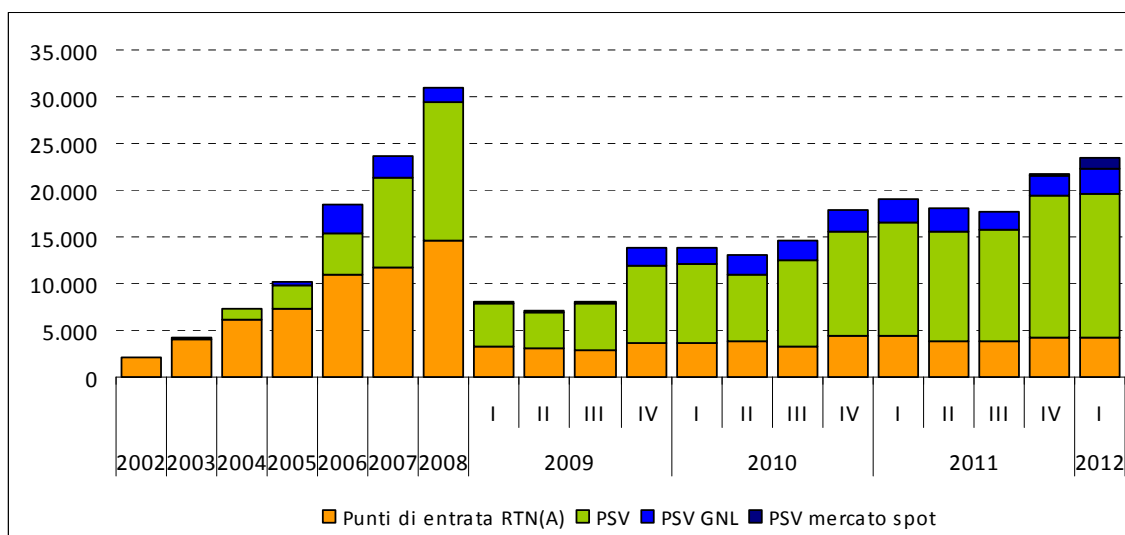
Le figure 4.2 e 4.3 mostrano lo storico delle transazioni di gas avvenute presso i punti di ingresso del sistema gas nazionale e gli scambi registrati al PSV sino al marzo 2012, sia in termini di volumi sia di numero di transazioni. Nel grafico vengono raggruppate distintamente le importazioni presso 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 gli scambi commerciali e doganali¹²⁶, 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. Infatti, la categoria PSV GNL comprende

¹²⁶ Considerando le sole transazioni commerciali, il punto di ingresso di Gorizia diviene inattivo dal ottobre 2004, quello di Gela risulta attivo da ottobre 2004 a novembre 2005 e da aprile 2010 sino a febbraio 2011; Ma zara, invece, registra un'assenza di transazioni tra dicembre 2005 e settembre 2008.

le riconsegne di gas (in termini di volumi ceduti e di numero di riconsegne giornaliere) che avvengono presso il terminale di Panigaglia da parte della società GNL Italia e da ottobre 2009 anche quelle che avvengono presso il terminale di Porto Viro (Rovigo) da parte della società Terminale GNL Adriatico.

Figura 4.6 Volumi delle transazioni nei punti di entrata della rete nazionale

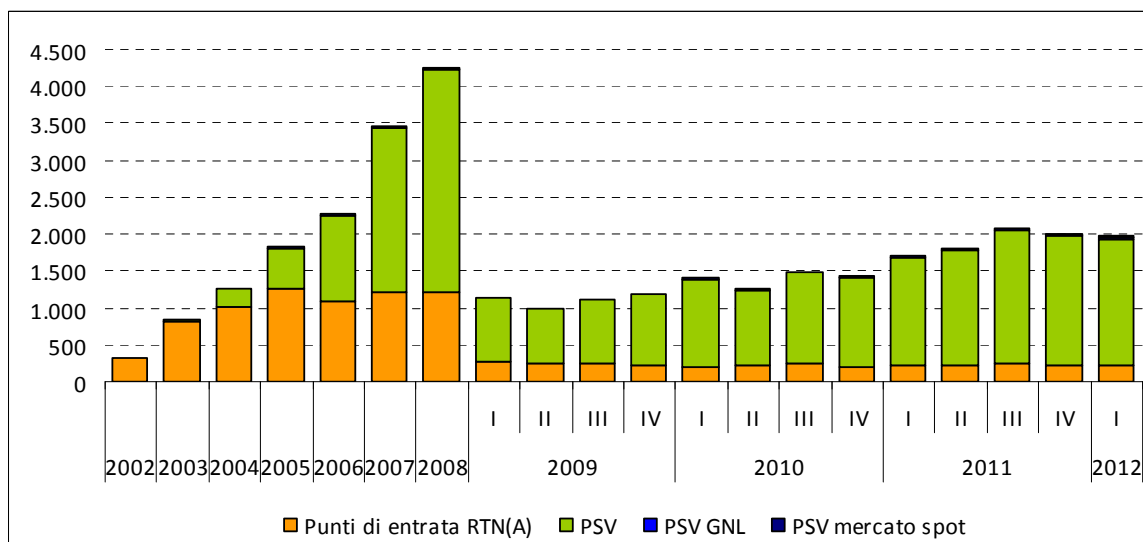
M(m³) standard da 38,1 MJ; le transazioni effettuate si riferiscono a gas immesso in rete dall'utente cedente



(A) Nella RTN sono comprese tutte le transazioni, commerciali e doganali.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Figura 4.7 Numero di transazioni nei punti di entrata della rete nazionale



(A) Nella RTN sono comprese tutte le transazioni, commerciali e doganali.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

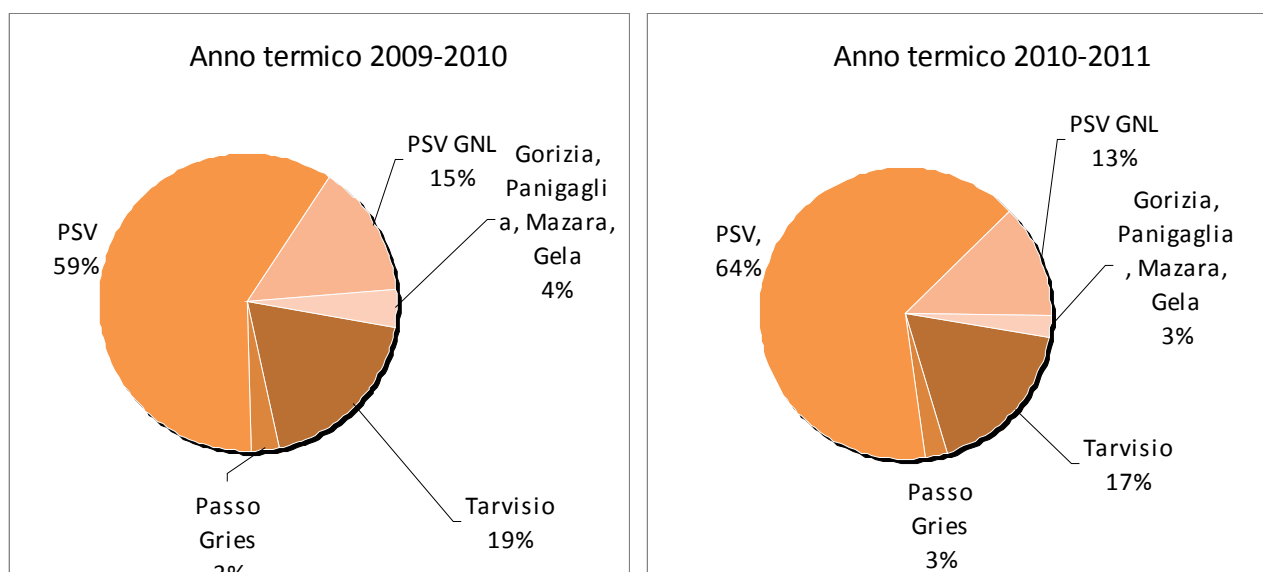
Con l'indicazione "PSV mercati spot" sono evidenziati i volumi scambiati sulle nuove piattaforme gestite dal GME per i mercati spot, che si aggiungono alle già esistenti P-GAS e M-GAS. Con la

delibera ARG/gas 45/11¹²⁷ (e sue successive implementazioni), è stata ufficializzata la nuova piattaforma per il bilanciamento *a mercato* del gas (PB-GAS) gestita dal GME, il cui avvio permetterà il graduale passaggio da un meccanismo di bilanciamento "a stoccaggio" a un meccanismo più coerente con l'integrazione europea del mercato gas, quale il bilanciamento "a mercato". Grazie alla nuova PB-GAS il responsabile del servizio di bilanciamento e gli utenti possono approvvigionarsi delle risorse necessarie a effettuare il bilanciamento del sistema. La piattaforma è operativa da dicembre 2011 ma solo dall'1 aprile 2012 gli *shipper* possono formulare offerte di acquisto. Pertanto, per i primi quattro mesi di attività corrispondenti al periodo preso in esame nel grafico, il lato della domanda è basato unicamente sulle esigenze di Snam Rete Gas quale responsabile del servizio di bilanciamento.

Un confronto tra gli anni termici 2009-2010 e 2010-2011 (Figura 4.8) mostra come – analogamente agli anni passati – il PSV si sia sviluppato a scapito degli altri punti di ingresso della rete nazionale, le cui quote si vanno costantemente riducendo nel tempo. Il 2011 ha confermato il trend crescente di PSV GNL (+7%), sebbene molto ridotto rispetto all'incremento registrato nel 2010, anno in cui è entrato gradualmente a regime il terminale di Rovigo. A oltre un anno dalla nascita della Borsa gas i volumi scambiati sul mercato spot sono ancora esigui: nell'anno termico 2010/2011 il PSV copre oltre il 64% delle transazioni in termini di volumi del mercato gas, la quota passa al 77% se a questa sommiamo gli scambi effettuati sul PSV-GNL. L'enorme sviluppo degli scambi presso il PSV (+42% nel 2011), nonché del PSV-GNL, è una misura delle potenzialità e dell'importanza dello sviluppo di una borsa gas efficiente e in grado di far emergere i dovuti segnali di prezzo. Da ottobre 2010, data di avvio di M-GAS, sono stati oggetto di scambio poco meno di 18 M(m³) a fronte di quasi 1,4 G(m³) di volumi scambiati sulla nuova piattaforma per il bilanciamento. Il maggior peso della PB-GAS, sia in termini di volumi che di scambi effettuati, deriva anche dal meccanismo implementato che prevede l'obbligo da parte degli *shipper* di formulare le offerte di acquisto e vendita su tale piattaforma. La scarsa liquidità della borsa gas e la fase iniziale della nuova piattaforma per il bilanciamento, spiegano quindi come il ruolo principale sia ancora svolto dal PSV.

Figura 4.8 Ripartizione dei volumi scambiati/ceduti nei punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero e PSV

Confronto tra gli anni termici 2009-2010 e 2010-2011



¹²⁷ Delibera del del 14 aprile 2011.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Borsa gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia è stata avviata 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,
- 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 Gestore dei mercati energetici (GME) il quale, ai sensi della stessa legge ed entro sei mesi dalla sua entrata in vigore, assume la gestione delle offerte di acquisto e vendita (e tutti i servizi connessi) secondo criteri di merito economico.

La creazione del primo nucleo della Borsa, è però avvenuta effettivamente con l'emanazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010 che ha istituito la Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata P-GAS. Il decreto, in particolare, ha stabilito che a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato vengano offerte dagli importatori esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione (nel cosiddetto *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. 7/2007. 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.

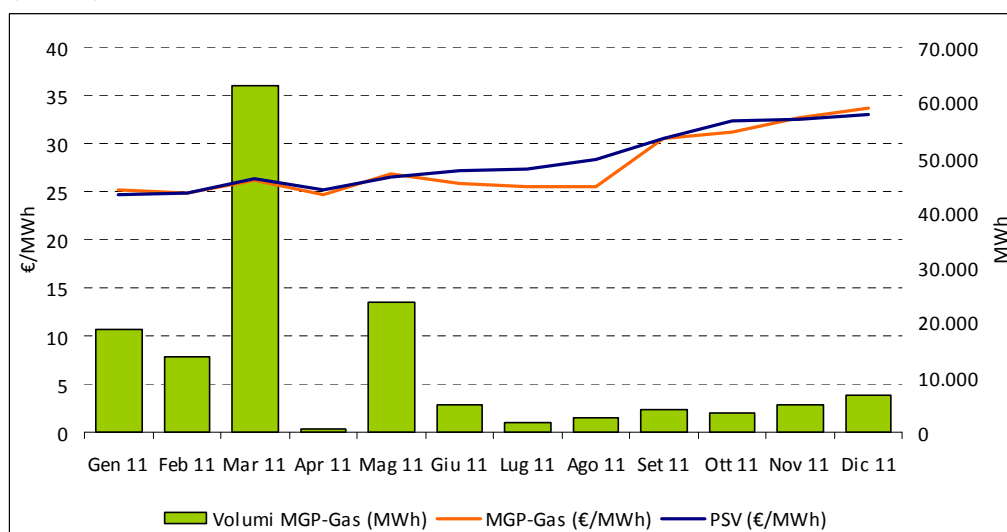
L'avvio del vero e proprio mercato spot del gas naturale con il GME che svolge il ruolo di controparte centrale è avvenuto, infine, nell'ottobre 2010, con la nascita della M-GAS. Su tale mercato gli operatori, che siano stati abilitati a effettuare transazioni sul PSV, possono acquistare e vendere quantitativi di gas naturale a pronti. 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.
- Nel corso dell'anno 2011 sono state 125 le sessioni sul MGP-GAS durante le quali si abbia avuto almeno uno scambio in modalità continua, per un totale di 148.028 MWh scambiati. Il prezzo medio che si è registrato è stato di 27,68 €/MWh.

La figura 4.5 mostra il confronto tra i prezzi al PSV per il contratto giornaliero e quelli risultanti dalle contrattazioni nella Borsa nel periodo considerato. Come si osserva, i prezzi che si sono affermati sulla Borsa sono sostanzialmente coerenti con quelli 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): il prezzo medio al Punto di Scambio Virtuale si è attestato sul valore medio di 28,21 €/MWh. Per quel che riguarda i volumi scambiati sul MGP-GAS, si osserva un drastico calo dopo il mese di marzo 2011. Dal mese di luglio in poi, la tendenza è stata quella di una lenta ripresa.

Figura 4.9 Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sul MGP-GAS e volumi scambiati sul MGP-GAS nel 2011

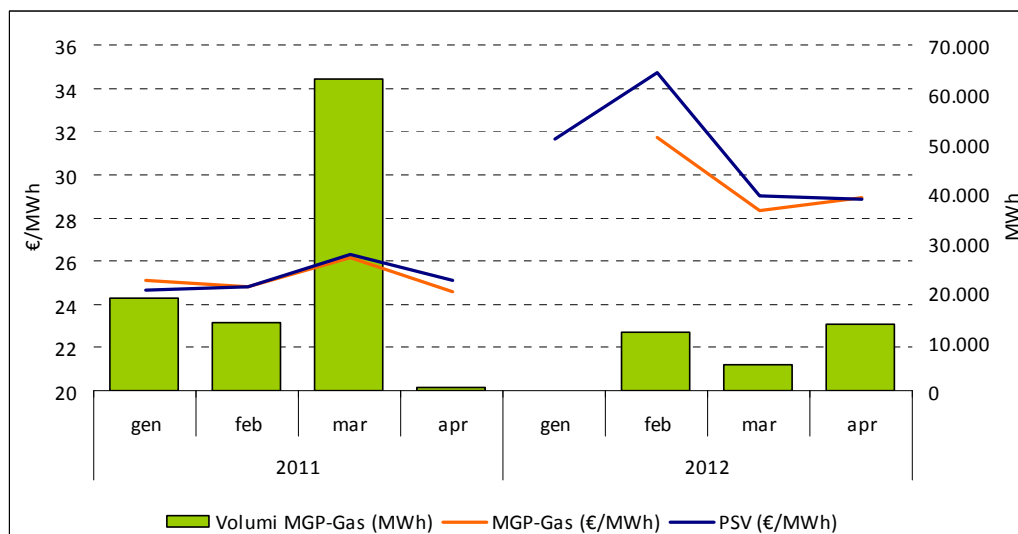
€/MWh, MWh



Fonte: Platts per il PSV, GME per il MGP-GAS.

Figura 4.10 Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sul MGP-GAS e volumi scambiati sul MGP-GAS. Confronto tra gennaio-aprile 2011 e gennaio-aprile 2012

€/MWh; MWh



Fonte: Platts per il PSV, GME per il MGP-GAS.

Nella figura 4.6 si propone lo stesso confronto tra i prezzi MGP-GAS e PSV, per i periodi gennaio-aprile del 2011 e del 2012. L'andamento dei prezzi resta sostanzialmente coerente, con il prezzo sul MGP-GAS lievemente inferiore a quello sul PSV. Di maggiore rilevanza è il confronto dei volumi scambiati sulla Borsa. Mentre nei primi quattro mesi del 2011 il totale dei volumi scambiati ammontava a 96.020 MWh, per lo stesso arco di tempo del 2012 tale valore si è ridotto considerevolmente, risultando pari a 24.005 MWh. Le ragioni di questo calo si possono riconoscere nel funzionamento del sistema obbligatorio del mercato di bilanciamento: si tratta di una sessione ex post finalizzata alla conclusione di scambi di gas contenuto negli stoccaggi, in cui Snam Rete Gas rappresenta la controparte centrale. Tale piattaforma si è aggiunta nel mese di dicembre 2011; dal mese di aprile 2012 sono ammessi anche gli scambi fra shipper e non solo fra shipper e responsabile del bilanciamento. In virtù dell'entrata in funzione di questo sistema, i volumi scambiati sul MGP-GAS risultano pertanto ridotti.

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

Nel 2011 è proseguita l'attività di implementazione delle disposizioni del decreto legislativo n. 130/10 che ha introdotto, in luogo dei cosiddetti "tetti antitrust"¹²⁸, ormai scaduti, nuove disposizioni volte a incrementare la concorrenzialità nel mercato del gas naturale mediante il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio, a favore di soggetti industriali e termoelettrici. Tale decreto affida all'Autorità gran parte dell'iter attuativo delle norme in esso riportate, iter già avviato nel 2010-2011 con le delibere ARG/gas 193/10¹²⁹ e ARG/gas 13/11¹³⁰ e già trattato nell'*Annual Report* dello scorso anno. In particolare quest'anno è stato completato il quadro dei diritti e degli obblighi di tutti i soggetti coinvolti nelle cosiddette "misure transitorie/stoccaggio virtuale", ossia in quelle disposizioni (contenute nell'art. 9 del decreto) che anticipano, in forma virtuale, per i soggetti industriali che finanziano la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, benefici equivalenti a quelli che si avrebbero qualora la capacità di stoccaggio fosse immediatamente operativa. Tale meccanismo è previsto fino alla progressiva entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e per un periodo non superiore a cinque anni. Concretamente, tali misure transitorie vengono erogate ai sensi del decreto legislativo n. 130/10 dal Gestore dei servizi energetici (GSE) e hanno natura:

- finanziaria per gli anni di stoccaggio 2010-2011 e 2011-2012, riconoscendo ai soggetti industriali finanziatori, relativamente alla quota di capacità di stoccaggio finanziata e non ancora entrata in esercizio, la differenza tra le quotazioni del gas naturale nel periodo invernale e quelle nel periodo estivo del medesimo anno termico;
- fisica (stoccaggio virtuale) a partire dall'aprile 2012 per gli anni di stoccaggio successivi, consentendo ai soggetti industriali finanziatori di consegnare gas in estate e averlo riconsegnato in inverno, a fronte di un corrispettivo regolato dall'Autorità e scontato rispetto alle tariffe di stoccaggio.

¹²⁸ Vale a dire i limiti alle immissioni in rete e delle vendite ai clienti finali, di cui al decreto legislativo n. 164/00.

¹²⁹ Delibera del 4 novembre 2010.

¹³⁰ Delibera del 17 febbraio 2011.

Con le delibere ARG/gas 50/11¹³¹ e ARG/gas 79/11¹³², l'Autorità ha pertanto approvato, per quanto di competenza e con un'ampia condivisione con i soggetti interessati, le proposte del GSE relative a:

- il contratto tra il GSE e il soggetto industriale finanziatore, ovvero, tra il soggetto che fornisce le misure transitorie e il soggetto industriale finanziatore che ne beneficia;
- il contratto tra il GSE e lo stoccatore virtuale, ovvero il soggetto, abilitato a operare sui mercati europei del gas, che fisicamente fornisce il servizio di stoccaggio virtuale a favore dei soggetti industriali finanziatori, per conto del GSE stesso, ritirando il gas in estate per riconsegnarlo nel successivo periodo invernale;
- le procedure concorrenziali con cui il GSE seleziona annualmente (nel mese di marzo 2012 per l'anno termico 2012- 2013) gli stoccatore virtuali.

In vista dell'avvio del servizio fisico di stoccaggio virtuale da aprile 2012, l'Autorità ha successivamente definito, con la delibera 20/2012/R/gas¹³³, 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, in capo al soggetto che aderisce all'attuazione delle misure dell'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 130/10, vale a dire alla società Eni. Tali procedure sono aperte anche ai soggetti industriali finanziatori che, operando pure come stoccatore virtuali, hanno la possibilità di ottimizzare in termini operativi e commerciali le disposizioni del decreto legislativo n. 130/10.

Sulla base dei contratti approvati dall'Autorità, il GSE ha già riconosciuto ai soggetti industriali finanziatori circa 66 milioni di euro relativi alle misure transitorie finanziarie per gli anni 2012 e 2011; inoltre ha approvvigionato, per l'anno 2012-2013, disponibilità per il servizio fisico di stoccaggio virtuale pari a circa 560 M(m³) a un prezzo medio ponderato di circa 9,5 c€/m³. Anche al fine di accrescere la liquidità del mercato, i 560 M(m³) di gas approvvigionati dal GSE saranno riconsegnati il prossimo inverno dallo stoccatore virtuale ai soggetti industriali finanziatori e posti da questi ultimi in vendita sulle piattaforme del GME. Al medesimo fine l'Autorità ha approvato, con la delibera 67/2012/R/gas¹³⁴, la proposta congiunta del GSE e del GME relativa alle modalità di offerta di tale gas invernale presso le piattaforme del GME, prevedendo comunque, una volta soddisfatti i termini per l'adempimento all'obbligo di offerta, di poter cedere detto gas su base bilaterale. Le modalità di offerta approvate sono parte integrante del contratto tra il GSE e il soggetto industriale finanziatore. In precedenza l'Autorità aveva approvato, con la delibera 54/2012/R/gas¹³⁵, la proposta di regolamento del GSE per la cessione annuale al mercato della capacità di stoccaggio, nonché la coordinata proposta di modifica del Codice di stoccaggio della società Stogit. Queste procedure sono uno strumento a disposizione dei soggetti industriali finanziatori che hanno sottoscritto un contratto pluriennale ai sensi dell'art. 7, comma 3, del decreto legislativo n. 130/10, ma sono anche una via per allocare la capacità che, a partire dal prossimo anno, riguarderà gli obblighi di cessione in capo ai soggetti che hanno beneficiato delle misure transitorie (del 10% della capacità oggetto delle misure transitorie, per un numero di anni pari al doppio di quelli per i quali la stessa capacità è rimasta "virtuale"). Per il 2012 tali procedure

¹³¹ Delibera del 28 aprile 2011.

¹³² Delibera del 23 giugno 2011.

¹³³ Delibera del 2 febbraio 2012.

¹³⁴ Delibera del 1 marzo 2012.

¹³⁵ Delibera del 23 febbraio 2012.

hanno visto un'allocazione di più o meno il 50% dei quantitativi posti in vendita, per un volume pari a circa 90 M(m³), a un prezzo pari a 1,7 volte il relativo corrispettivo di stoccaggio.

4.2.2 Mercati al dettaglio

Delle 380 società accreditate presso l'Anagrafica operatori che hanno risposto all'Indagine annuale, 205 hanno venduto gas solo a clienti finali e per questo sono state classificate come venditori puri. Come nel paragrafo introduttivo del mercato all'ingrosso, gli operatori misti sono 103.

Tavola 4.5 Vendite e prezzi al mercato finale nel 2011

M(m³); c€/m³

Operatori	Numero	Vendite	Prezzo
Venditori puri	205	15.294	44,57
Operatori misti	103	52.720	37,70
Totale	308	68.014	39,24

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Nel mercato finale sono stati venduti poco più di 68 G(m³) di gas, oltre il 22% è stato ceduto da venditori puri mentre il restante 78% da venditori che operano anche nel mercato all'ingrosso. Il prezzo medio praticato dai venditori puri è risultato di 44,57 c€/m³, un valore nettamente più elevato di quello offerto dagli operatori misti, pari a 37,70 c€/m³ (Tavola 4.5). La differenza in parte risente della somma dei *mark-up* applicati negli scambi lungo la filiera, ma per lo più dipende da un diverso tipo di clientela servita dai due tipi di operatori. Gli operatori misti, infatti, tendono a servire clienti finali di più grandi dimensioni (industriali e non) in grado di spuntare prezzi migliori e spesso direttamente allacciati alla rete di trasporto (il prezzo per loro non include, quindi, il costo di distribuzione). Più frequentemente, invece, i venditori puri si rivolgono al c.d. *mass market*, nel quale i clienti serviti sono numerosi ma di piccole dimensioni, i quali pagano un prezzo che include gli oneri di copertura dei costi di distribuzione.

Nel 2011 il numero di operatori sul mercato della vendita finale è cresciuto di 3 unità rispetto all'anno precedente, raggiungendo quota 308. Le quantità complessivamente vendute sono diminuite da 72,2 a 68 G(m³), tornando sui bassi livelli toccati nel 2009. Poiché le vendite totali sono diminuite al contrario del numero degli operatori, il volume medio unitario di vendita degli operatori globalmente considerati si è ridotto del 6,7%, passando da 237 a 221 M(m³). L'accrescimento del numero di venditori e soprattutto i loro movimenti all'interno delle classi in un anno di riduzione dei consumi, sono soprattutto frutto di politiche di fusioni e acquisizioni che ogni anno si registrano tra le imprese. Tra le principali operazioni societarie che si sono realizzate nel 2011 sono da annoverare:

- l'acquisizione da parte di Energia Ambiente Servizi dell'attività di vendita a clienti finali da AICE, avvenuta in maggio;
- le incorporazioni di Travagliato Energia in Toscana Energia Clienti, di ATG in Energia Ambiente Servizi e di Sadori Reti in Hera Comm Marche, tutte nel mese di luglio;

- l'incorporazione, in agosto, di GdF Suez Energy Management in GdF Suez Energia Italia. Questa operazione è riconducibile alle numerose e complesse operazioni societarie che sono state avviate a seguito dello scioglimento della joint venture tra Acea e GdF Suez Energia Italia e che più che nel settore gas hanno inciso nel settore elettrico;
- l'incorporazione di Unogas Toscana in Unogas Energia in settembre;
- la cessione a Energia Ambiente e Servizi delle attività di vendita da parte di Genia Energia in ottobre.

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). Il mercato della vendita finale resta concentrato: i primi 3 gruppi controllano il 49,5%. La loro quota, inoltre, per la prima volta da diversi anni, risulta in aumento: nel 2010 raggiungevano infatti il 47,8%. Anche a livello dei primi 5 la concentrazione rimane elevata: nel 2011 è scesa al 60,9% dal 61,2% del 2010.

Tavola 4.6 Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2011

Volumi in M(m³)

GRUPPO	VOLUME	QUOTA
Eni	18.237	26,8%
Enel	8.035	11,8%
Edison	7.403	10,9%
Gdf Suez	4.847	7,1%
A2A	2.915	4,3%
E.On	2.708	4,0%
Iren	2.317	3,4%
Hera	2.607	3,8%
Royal Dutch Shell Plc	1.647	2,4%
Ascopiave	1.167	1,7%
Gas Plus	687	1,0%
Bg Group Plc	627	0,9%
Estra Spa	563	0,8%
Utilità Progetti e Sviluppo	506	0,7%
Unogas	481	0,7%
Gas Natural Sdg	464	0,7%
Linea Group Holding	460	0,7%
Acegas-Aps	455	0,7%
Amga - Azienda Multiservizi	449	0,7%
Dolomiti Energia	408	0,6%
Altri	11.030	16,2%
TOTALE	68.014	100,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Anche qui, come nel caso del mercato all'ingrosso l'incidenza dell'*incumbent* Eni si è accresciuta per la prima volta da molti anni a questa parte, essendo passata dal 24,7% del 2010 all'attuale 26,8%. Eni, peraltro, si conferma il gruppo più rilevante, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che possiede solo l'11,8%. Il divario tra i due si è in realtà ampliato dallo scorso anno (15 punti percentuali nel 2011 contro gli 11,5 del 2010) per effetto dell'aumento delle vendite al mercato finale di Eni (+2,4%) e della contemporanea drastica diminuzione di quelle di Enel (-15,2%). Con una crescita delle proprie vendite finali del 2,4%, il gruppo Edison ha mantenuto saldamente la terza posizione, accorciando, seppur di poco, la distanza da Enel. Rispetto al 2010, inoltre, si osserva che è salito di una posizione il gruppo A2A, così come Iren ha scavalcato Hera. Degna di nota, infine, l'uscita del gruppo Sorgenia dalla classifica dei primi 20, che nel 2010 era in undicesima posizione.

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale risulta che nel 2011 il mercato finale della vendita di gas naturale comprende 20,6 milioni di clienti, il 92,5% dei quali sono domestici, l'1,2% sono condomini con uso domestico, il 5,1% appartenenti al settore del commercio e servizi, l'1,2% al comparto industriale e meno dello 0,5% alla generazione termoelettrica (Tavola 4.7). In termini di volumi, naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, il settore domestico ha assorbito il 21% del gas complessivamente consumato, ovvero 16,9 G(m³), i condomini con uso domestico hanno acquisito il 4% del gas ovvero 3,2 G(m³), il commercio ne ha utilizzato l'8,2% corrispondenti a 6,6 G(m³), l'industria ne ha consumato il 25,8%, cioè 20,8 G(m³) e la generazione elettrica ne ha assorbito il 41,1% equivalente a 33,1 G(m³). Come è facile prevedere spostandosi da settori come il domestico ai settori per i quali il gas costituisce un input del processo produttivo e dove l'uso del gas è più intenso, aumenta la quota di volumi acquistati sul mercato libero: essa è infatti pari al 11,4% nel domestico, al 38% per i condomini, al 71% nel commercio e servizi, al 93,7% nell'industria e al 64,4% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi).

Tavola 4.7 Mercato finale per settore di consumo nel 2011

Clienti in migliaia e volumi in M(m³)

	DOMESTICO	CONDOMINIO USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
CLIENTI						
Autoconsumi	1	0	1	0,34	0,06	3
Mercato libero	1.927	65	479	101	0,66	2.573
Mercato dei prezzi di riferimento	17.079	188	573	138	0,09	17.977
TOTALE	19.007	253	1.053	239	0,82	20.554
VOLUMI						
Autoconsumi	6	9	89	644	11.788	12.536
Mercato libero	1.930	1.216	4.695	19.458	21.314	48.613
Mercato dei prezzi di riferimento	14.923	1.979	1.830	660	9	19.400
TOTALE	16.858	3204	6.613	20.762	33.111	80.549

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto al 2010 si assiste a una riduzione dei consumi del settore domestico, dei condomini con uso domestico e nei settori produttivi. Nel domestico il calo è dell'8,4%, nel condominio con uso domestico è dell'11,8%, nell'industria è del 4,7% e nella generazione elettrica è del 7,4%. In controtendenza sono risultati solo i consumi del commercio e dei servizi, cresciuti del 2,4%. Il giudizio cambia se ragioniamo in termini di quote di consumo servite sul mercato libero. Infatti, fatta eccezione per i settori produttivi, la porzione di consumi soddisfatti sul mercato libero risulta sempre in aumento. In particolare nel domestico (30%), ma anche nel condominio con uso domestico (2,2%) e nel commercio e servizi (3,7%). Al contrario il settore industriale e la generazione elettrica registrano una riduzione anche nei consumi soddisfatti sul mercato libero (rispettivamente del 6,9% e 3,4%).

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo (al netto degli autoconsumi) e dimensione dei clienti (Tavola 4.8), conferma, in effetti, che al crescere dei consumi i clienti tendono a spostarsi sul mercato libero. Vale la pena precisare che la presenza di clienti e relativi consumi nelle classi superiori a 200.000 m³ del mercato a prezzi di riferimento stabiliti dall'Autorità è dovuta al fatto che esse comprendono i consumi di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso. Nel 2010 si era riscontrata una graduale diminuzione di queste classi di consumo con prezzi di riferimento, il 2011 invece si mostra in controtendenza: a fronte di 19,2 G(m³) venduti con prezzi di riferimento a clienti con consumi inferiori a 200.000 m³, i volumi venduti con prezzi di riferimento per fasce di consumo superiori sono stati 173 M(m³), di cui 134 M(m³) a clienti non domestici, dunque in aumento rispetto all'anno precedente quando i consumi per classi di consumo maggiori di 200.000 m³ sono stati complessivamente 110 M(m³) e 61 M(m³) quelli addebitabili ai consumatori non domestici.

Tavola 4.8 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2011

M(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	
MERCATO CON PREZZI DI RIFERIMENTO	15.129	3.508	590	127	46	0	19.400
Domestico	14.211	679	25	5	4	0	14.923
Condominio uso domestico	230	1.496	222	31	0	0	1.979
Commercio e servizi	551	992	203	67	17	0	1.830
Industria	139	341	138	24	19	0	660
Generazione elettrica	0	0	2	1	6	0	9
MERCATO LIBERO	2.337	2.863	2.162	5.143	8.323	27.786	48.613
Domestico	1.680	152	45	35	18	0	1.930
Condominio uso domestico	47	681	380	102	5	0	1.216
Commercio e servizi	517	1.438	896	1.121	717	8	4.695
Industria	94	591	833	3.693	6.669	7.578	19.458
Generazione elettrica	0	1	7	191	915	20.200	21.314
TOTALE	17.467	6.371	2.751	5.270	8.369	27.786	68.014

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

4.2.2.1 Monitoraggio dei prezzi del mercato al dettaglio

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'Indagine svolta dall'Autorità sul 2011 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 39,24 c€/m³, (Tavola 4.9). Lo stesso prezzo nel 2010 era risultato pari a 34,85 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo del gas è aumentato in Italia del 12,6%, tornando praticamente ai valori di prezzo del 2008, ma con notevoli differenze tra i prezzi del mercato libero e quelli di riferimento.

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	2007	2008	2009	2010	2011
MERCATO CON PREZZI DI RIFERIMENTO	43,15	47,36	48,84	44,62	50,43
Inferiori a 5.000	44,59	48,57	49,49	46,44	52,59
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)	–	–	–	–	43,14
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)	–	–	–	–	42,63
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	39,16	43,55	46,57	38,27	43,07
Tra 200.000 e 2.000.000	33,75	38,90	46,30	34,71	37,87
Tra 2.000.000 e 20.000.000	33,28	38,89	36,04	29,00	30,66
Superiori a 20.000.000	–	–	–	–	–
MERCATO LIBERO	28,13	36,01	30,89	30,56	34,78
Inferiori a 5.000	41,01	44,62	43,77	46,97	53,08
Tra 5.000 e 50.000 ^(A)	–	–	–	–	44,78
Tra 50.000 e 200.000 ^(A)	–	–	–	–	40,55
Tra 5.000 e 200.000 ^(A)	37,10	42,19	42,17	38,70	42,96
Tra 200.000 e 2.000.000	30,86	37,39	32,99	31,23	34,38
Tra 2.000.000 e 20.000.000	27,85	35,11	29,70	27,61	30,67
Superiori a 20.000.000	26,39	34,90	27,89	28,95	33,06
TOTALE	32,29	39,25	36,59	34,85	39,24

(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 mercato con prezzi di riferimento hanno pagato il gas in media 50,43 c€/m³, mentre 34,78 c€/m³ è risultato il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero; il differenziale di prezzo sui due mercati è dunque stimabile in circa 16 c€/m³, poco distante dal valore massimo registrato nel 2009 di 18c€/m³. Poiché il prezzo di riferimento in valore assoluto è aumentato, rispetto all'anno precedente, in misura maggiore rispetto a quanto non sia cresciuto il prezzo sul mercato libero, il confronto con i dati relativi al 2010 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è allargata, riportandosi intorno ai livelli registrati nel 2007. L'andamento dei prezzi pagati sui due mercati è tendenzialmente imputabile alle variazioni intervenute sul mercato finale che ha rimodellato la composizione dei volumi di vendita nei due mercati tra le diverse classi di consumo. La dimensione media dei clienti sul libero è più elevata, in più sul mercato libero si

avverte maggiormente la presenza di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto¹³⁶ che non pagano le componenti di distribuzione e stoccaggio.

Nel 2011 si è verificato un aumento dei clienti di minori dimensioni nel mercato libero, diversamente da quanto accaduto ai consumatori di maggior peso. Questo fenomeno ha così ridotto l'incidenza delle condizioni più favorevoli di cui tipicamente possono beneficiare i consumatori di maggiore dimensione approvvigionandosi sul mercato libero. A fronte di un prezzo medio più basso pagato dai consumatori sul mercato libero si evidenzia, già dal 2010, che per le classi di consumo più basse (per consumi fino a 200.000 m³ annui) i consumatori ottengono condizioni meno favorevoli. In linea generale si può affermare che la capacità di ottenere condizioni di fornitura e contrattuali più convenienti sia direttamente proporzionata alle dimensioni del cliente, probabilmente legata alla maggiore consapevolezza del mercato e attenzione alle condizioni di fornitura. I clienti più piccoli del mercato con prezzi di riferimento, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 52,59 c€/m³. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per un cliente domestico che consuma 1.400 m³/anno, che nel 2011 era pari a 50,20 c€/m³ (e comprensivo di imposte pari a 78,82 c€/m³).

Sempre analizzando i clienti del mercato con prezzi di riferimento si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 9,45 sino a 21,93 centesimi in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m³. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m³), non è ovviamente rappresentata sul mercato con prezzi di riferimento. Giova ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo superiori a 200.000 m³ è dovuta all'esistenza di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Vale la pena sottolineare che il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi.

Analogamente al mercato con prezzi di riferimento anche nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 22,41 c€/m³ in più dei grandi consumatori, differenziale del tutto analogo a quello visto per il mercato con prezzi di riferimento. Come già segnalato, bisogna comunque tener presente che l'incidenza dei costi di distribuzione è molto maggiore per i piccoli consumi: questa componente può spiegare la maggior parte delle differenze rilevate tra le varie classi di consumo. Inoltre i piccoli consumi sono caratterizzati da una maggiore correlazione con l'andamento climatico che comporta oneri di stoccaggio e maggiori costi di trasporto.

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.

Anche per questa elaborazione dei dati (sempre provvisori, come i precedenti) valgono le considerazioni di cui sopra. Si conferma, con l'eccezione dei consumi più bassi (praticamente al di sotto dei 50.000 m³/anno), le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato con prezzi di riferimento pagano tendenzialmente di più di quelli del mercato libero del medesimo settore di consumo e con profili di consumo analoghi; inoltre all'interno dei diversi settori di consumo, al crescere della dimensione dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

¹³⁶ Il 96,5% dei consumi del settore "domestico + condominio uso domestico + commercio e servizi" viene prelevato dalle reti di distribuzione, mentre nel caso di "industria + generazione elettrica" l'81,5% dei consumi è prelevato direttamente dalla rete di trasporto nazionale o regionale.

Come accaduto nel 2010 i clienti con consumi ridotti serviti sul mercato libero, sia domestici, sia i condomini con uso domestico, sia quelli del settore commerciale, hanno pagato un prezzo superiore ai corrispondenti serviti sul mercato con prezzi di riferimento. Come si è detto, è probabile che alcune formule di offerta sul mercato libero, abbiano penalizzato i consumatori che le hanno scelte. In controtendenza risultano i prezzi per la generazione elettrica nel mercato libero che presenta prezzi più alti rispetto al mercato con prezzi di riferimento per tutte le classi di consumo. Per quanto riguarda il confronto generale tra i prezzi medi si ricorda che nel mercato con prezzi di riferimento è determinante il peso dei piccoli utenti che hanno pagato 52,59 c€/m³ contro la media del tutelato pari a 50,43 c€/m³, mentre nel mercato libero il prezzo medio corrisponde a quello pagato da clienti con consumo tra 200.000 e 2.000.000 m³/anno.

Tavola 4.10 Prezzi di vendita al mercato finale al dettaglio per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2010

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	
MERCATO CON PREZZI DI RIFERIMENTO	52,59	43,14	42,63	37,87	30,66	–	50,43
Domestico	52,74	39,47	41,24	36,85	31,67	–	52,11
Condominio uso domestico	51,03	44,95	43,98	39,74	49,81	–	45,46
Commercio e servizi	49,76	42,23	41,28	38,24	32,16	–	44,15
Industria	50,96	45,13	42,72	34,74	29,92	–	45,04
Generazione elettrica	30,03	44,44	39,23	34,57	27,64	–	31,31
MERCATO LIBERO	53,08	44,78	40,55	34,38	30,67	33,06	34,78
Domestico	53,95	42,83	41,26	37,10	36,53	–	52,31
Condominio uso domestico	51,37	46,74	43,54	41,34	37,32	–	45,42
Commercio e servizi	51,00	44,70	40,76	35,71	31,65	35,12	40,49
Industria	49,59	43,21	38,93	33,70	30,08	32,03	32,40
Generazione elettrica	45,42 ^(A)	44,51	40,89	35,50	34,06	33,45	33,50
TOTALE	52,65	43,88	41,00	34,47	30,67	33,06	39,24

(A) Il dato esclude un prezzo straordinariamente elevato, ma relativo a quantitativi del tutto irrisori.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

4.2.2.2 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 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 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.

Come già menzionato nei paragrafi analoghi relativi al settore elettrico (3.2.2.1 e 3.2.2.2) l'Autorità si avvarrà a partire dal 2012 del sistema di monitoraggio previsto dal TIMR. Rispetto a quanto previsto dalla delibera ARG/com 151/11, l'Autorità ha identificato i soggetti obbligati all'invio dei dati di base per l'anno 2012. L'elenco di tali soggetti è disponibile sul sito dell'Autorità. Nello specifico, risultano obbligati 48 distributori esclusivamente di gas naturale, 11 venditori esclusivamente di gas naturale, 4 distributori di energia elettrica e gas e 41 venditori di energia elettrica e gas. Le raccolte dei dati, riferite alle informazioni rilevanti a partire dall'1 gennaio 2012, decorrono dal mese di aprile 2012.

Infine anche per il settore del gas naturale l'Autorità ha comunque continuato a raccogliere alcune informazioni relative al mercato della vendita al dettaglio, riguardanti l'evoluzione della vendita ai clienti serviti con prezzi di riferimento, ai sensi della legge 3 agosto 2007, n. 125, e del decreto legislativo n. 93/11.

Switching

L'Indagine effettuata presso gli operatori del trasporto e della distribuzione di gas naturale ha rivolto loro alcune domande anche sullo *switching*, vale a dire sul numero di clienti¹³⁷ che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2011¹³⁸.

L'Indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2011 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 5,3%, ovvero al 29,9% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. La tavola 4.11 mostra anche il dettaglio di questo dato distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo. I dati evidenziano un cambiamento tendenziale del comportamento dei consumatori domestici. Questa tipologia di clienti, che tradizionalmente possiede un'elevata prudenza a spostarsi sul mercato libero, nel 2011 hanno espresso una maggiore reattività alle offerte di cambio rispetto agli anni precedenti: la percentuale che ha scelto un nuovo fornitore è salita infatti al 5,2% ancora in crescita rispetto al 4,4% del 2010, l'1,8% del 2009 e l'1,1% del 2008. In termini di volumi le percentuali sono leggermente più elevate e pari, rispettivamente, al 5,7% nel 2011, al 4,8% nel 2010, al 2,4% nel

¹³⁷ Per comodità di scrittura nel testo si parla genericamente di clienti. Va precisato, tuttavia, che si tratta di numero di punti di riconsegna nel caso di utenti del trasporto e di numero di gruppi di misura nel caso di utenti della distribuzione.

¹³⁸ 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.

2009 e all'1,3% nel 2008. Una maggiore dinamicità caratterizza invece i condomini con uso domestico e gli altri usi.

Nel 2011 i condomini che hanno cambiato fornitore sono stati il 5,9% del totale (il 9,2% in termini di consumi), mentre gli "altri usi" che si sono spostati sul mercato libero sono stati complessivamente il 6,3% del totale in termini di clienti e il 38% in termini di volumi. Com'è nelle attese le percentuali di *switch* aumentano al crescere della classe dimensionale dei clienti. Ciò in quanto all'ampliarsi dei volumi di consumo, si innalza la spesa per l'acquisto di gas e, di conseguenza, crescono sia l'interesse verso la possibilità di risparmiare, che è generalmente la prima motivazione del cambio di fornitore, sia la conoscenza del settore e la capacità del cliente finale di compiere scelte consapevoli. Un confronto temporale tra i tassi di *switching* evidenziati dai consumatori che destinano il gas per altri usi mostra un diverso andamento tra le classi di consumo. In particolare i clienti con consumi annui fino a 2 M(m³) hanno mostrato una mobilità maggiore rispetto al 2010 mentre i clienti di maggiore dimensione hanno mostrato una minore vivacità rispetto all'anno precedente.

Tavola 4.11 Tassi di *switching* dei clienti finali nel 2011

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	5,2	5,7
Condominio uso domestico	5,9	9,2
Altri usi	6,3	38,0
di cui:		
Fino a 5.000 m ³	5,3	6,5
5.000 – 200.000 m ³	9,7	10,6
200.000 – 2.000.000 m ³	15,3	15,9
2.000.000-20.000.000 m ³	22,8	25,8
Oltre 20.000.000 m ³	36,3	39,1
Clienti non riconducibili a nessuna delle categorie indicate	44,4	45,3
TOTALE	5,3	29,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

I clienti domestici mostrano tassi territorialmente abbastanza omogenei in tutte le regioni d'Italia (Tavola 4.12), sebbene quelli collocati nel centro mostrino una leggermente maggiore vivacità, con tassi di *switching* che mediamente sono del 6,4% in termini di clienti e 7,2% in termini di volumi, contro una media nazionale del 5,2% (clienti) e 5,7% (volumi). Lo *switch* dei condomini con uso domestico è decisamente concentrato al centro-nord; analizzando i dati infatti appare lievemente maggiore al centro in termini di clienti (6,2% contro il 5,9% della media nazionale), mentre risulta più alto al nord se consideriamo i volumi (9,3% contro il 9,2% della media nazionale). Quest'ultimo dato risulta diverso dall'anno precedente dove i tassi di *switching* per questo tipo di usi era sostanzialmente concentrato al nord, dunque si assiste a un allineamento territoriale dei comportamenti dei consumatori circa il cambio del fornitore.

Anche per quanto riguarda gli altri usi le zone interessate cambiano a seconda si tratti di clienti o di volumi. Per questo settore di consumo in termini di clienti il nord risulta la macroarea con il più alto tasso di *switching* (6,7%); sorprende invece il dato in termini di volumi in quanto è il sud a detenere la percentuale maggiore con il 42%, a fronte di un tasso di *switching* sul numero dei clienti del 4,9%, praticamente il valore più basso degli aggregati territoriali. Quest'ultimo dato

mostra che al sud sono i clienti di maggiore dimensione ad avere una certa vivacità nel mercato del gas. I volumi movimentati dai grandi consumatori del sud influenzano, infine, le percentuali di *switching* complessive. Mentre il centro risulta la zona più attiva, con un tasso medio di *switching* del 6,3% (in termini di clienti, di 1 punto superiore alla media nazionale) è il sud a detenere la percentuale di cambio fornitore complessiva più elevata con il 35,9%.

Tavola 4.12 Tassi di *switching* per regione e tipologia di clienti nel 2011

REGIONE	DOMESTICO		CONDOMINIO USO DOMESTICO		ALTRI USI		TOTALE	
	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI	CLIENTI	VOLUMI
Piemonte	0,9	1,0	0,6	0,7	4,2	5,7	1,3	4,7
Valle d'Aosta	4,8	4,9	7,0	11,6	6,6	55,9	5,0	42,9
Lombardia	4,8	5,6	7,3	9,4	7,0	44,3	5,0	33,7
Trentino Alto Adige	3,5	3,5	2,7	4,5	2,4	26,5	3,4	20,8
Veneto	4,9	5,4	4,2	6,4	7,6	26,6	5,1	19,3
Friuli Venezia Giulia	5,9	6,5	5,4	8,5	6,6	19,8	5,9	17,1
Liguria	3,7	4,5	5,1	11,1	4,7	70,0	3,7	45,2
Emilia Romagna	5,0	5,4	4,5	7,1	6,6	21,6	5,1	18,0
Toscana	5,7	6,4	5,8	7,4	5,6	41,1	5,7	32,3
Umbria	6,9	8,1	6,7	7,4	6,5	4,6	6,9	5,3
Marche	5,3	5,2	3,0	2,3	7,7	15,5	5,5	11,0
Lazio	7,5	9,1	7,3	9,2	5,4	39,3	7,4	27,6
Abruzzo	4,9	6,3	4,2	10,3	4,8	31,4	4,9	25,6
Molise	4,3	7,0	3,5	55,9	7,2	53,6	4,8	47,5
Campania	5,4	5,5	2,9	2,1	5,3	64,6	5,3	49,8
Puglia	4,3	4,7	2,7	9,8	5,2	38,0	4,3	32,5
Basilicata	4,4	5,0	3,5	13,5	7,6	33,0	4,6	25,2
Calabria	6,3	7,8	3,4	1,7	5,9	42,3	6,3	38,4
Sicilia	4,5	5,1	2,6	1,7	2,9	34,2	4,4	30,9
ITALIA	5,2	5,7	5,9	9,2	6,3	38,0	5,3	29,9
NORD	4,8	5,4	6,0	9,3	6,7	37,8	4,9	29,1
CENTRO	6,4	7,2	6,2	9,2	5,7	34,3	6,3	26,4
SUD E ISOLE	4,9	5,3	2,9	4,8	4,9	42,0	4,9	35,9

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

Reclami e segnalazioni

Nel periodo compreso tra l'1 gennaio e il 31 dicembre 2011, del totale di comunicazioni ricevute dallo Sportello (Tavola 4.13), pari a 37.895, quelle relative al settore gas sono state 17.857 (circa il 47,1%). Rispetto al 2010 il numero delle comunicazioni è cresciuto del 40%, aumento dovuto in buona parte all'implementazione del bonus gas. Sempre rispetto al precedente periodo è lievemente cresciuta la percentuale dei reclami (92%) e leggermente diminuita quella delle richieste di informazione (7%). Rimane sostanzialmente stabile la percentuale delle segnalazioni, esigue in valore assoluto.

Tavola 4.13 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel 2010 e nel 2011

	2010		2011	
	GAS	TOTALE ^(A)	GAS	TOTALE ^(A)
Reclami	11.611	26.383	16.411	34.799
Richieste di informazione	1.100	2.368	1.391	3.020
Segnalazioni	43	92	55	76
TOTALE COMUNICAZIONI	12.754	28.843	17.857	37.895

(A) Totale relativo a settore elettrico, gas e dual fuel.

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

Gli argomenti più frequenti nelle comunicazioni ricevute dallo Sportello nel 2011, suscettibili di classificazione, sono i seguenti: il bonus 9.268 (52%), la fatturazione 4.087 (23%), il mercato 1.850 (10%), i contratti 1.223 (7%), gli allacciamenti e i lavori 586 (3%). In tali rapporti percentuali, rispetto all'anno 2010 si nota, in particolare, il notevole aumento dei reclami sul bonus gas, accompagnato dalla correlativa diminuzione delle percentuali di reclami riguardanti altri argomenti (quali fatturazioni, mercati, contratti ecc.). Come accaduto nel 2010, l'aumento in termini assoluti del numero di reclami, richieste di informazioni e segnalazioni è dovuto principalmente alla quantità più che raddoppiata dei reclami relativi al bonus. In particolare, con riferimento a tale argomento le principali problematiche sono inerenti alla mancata erogazione del bonus e a questioni che si riferiscono alla presentazione della domanda, tra cui il rigetto della stessa per mancata coincidenza dei dati indicati con quelli a disposizione del distributore.

Per quanto riguarda la fatturazione, le principali questioni sollevate hanno avuto a oggetto i consumi (consumi fatturati in acconto, conguagli, richieste di rettifica), il rispetto della regolare periodicità di fatturazione e l'effettuazione delle letture o la presa in considerazione delle autoletture del contatore. In merito al mercato, la maggior parte delle comunicazioni ha interessato problematiche relative al cambio di fornitore e alla doppia fatturazione, oltre a questioni di presunta violazione del Codice di condotta commerciale approvato dall'Autorità. 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.

Infine, con riferimento all'argomento relativo agli allacciamenti e agli altri lavori i reclami si sono concentrati su questioni relative ai subentri, alle attivazioni 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 2010 e nel 2011

ARGOMENTI	GEN.-MAR.	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	TOTALE	QUOTE
ANNO 2010						
Bonus	29	33	1.488	2.480	4.030	32%
Fatturazione	875	854	760	983	3.472	27%
Mercato	533	505	403	507	1.948	15%
Contratti	328	349	263	268	1.208	10%
Allacciamenti/lavori	156	112	126	210	604	5%
Prezzi e tariffe	234	130	367	259	990	8%
Misura	63	54	48	79	244	2%
Qualità commerciale	13	15	21	22	71	1%
Non competenza	35	30	20	36	121	1%
Qualità tecnica	9	8	2	8	27	0%
TOTALE CLASSIFICATI	2.275	2.090	3.498	4.852	12.715	100%
Non classificati	9	14	14	2	39	-
TOTALE CASI	2.284	2.104	3.512	4.854	12.754	-
ANNO 2011						
Bonus	2.843	2.914	1.610	1.901	9.268	52%
Fatturazione	1.057	1.137	897	996	4.087	23%
Mercato	556	576	368	350	1.850	10%
Contratti	292	327	262	342	1.223	7%
Allacciamenti/lavori	166	138	126	156	586	3%
Prezzi e tariffe	107	71	35	47	260	1%
Misura	52	80	62	77	271	2%
Qualità commerciale	22	24	18	34	98	1%
Non competenza	66	31	31	49	177	1%
Qualità tecnica	15	9	5	7	36	0%
TOTALE CLASSIFICATI	5.176	5.307	3.414	3.959	17.856	100%
Non classificati	-	-	-	1	1	-
TOTALE CASI	5.176	5.307	3.414	3.960	17.857	-

Fonte: Sportello per il consumatore di energia.

4.2.3 Raccomandazioni sui prezzi finali di vendita

La delibera 3 novembre 2011, ARG/com 151/11, illustrata in dettaglio nei paragrafi relativi al monitoraggio del livello di trasparenza e sull'efficienza dell'apertura del mercato e della concorrenza (§3.2.2.2 e §4.2.2.2), definisce il sistema di monitoraggio dei mercati della vendita al dettaglio per l'energia elettrica e il gas naturale.

Tale sistema è funzionale all'osservazione regolare e sistematica delle condizioni di funzionamento del mercato *retail* e della conformità dei prezzi finali di vendita alle disposizioni dell'articolo 3 della direttiva 2009/73/CE. Il monitoraggio è pertanto utile anche a scopo di fornire indicazioni per una riforma o una modifica dei prezzi di riferimento.

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

Le competenze e poteri del Regolatore in quest'ambito sono state illustrate nella tavola 3.2.

In riferimento alle attività svolte dal Regolatore italiano nel 2011 sono state concluse due indagini conoscitive (illustrate al paragrafo 3.1.7). Nel corso del 2011 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.

Inoltre è da segnalare l'avvio con delibera VIS 76/11¹³⁹, di un'attività di ricognizione volta ad acquisire ulteriori informazioni sulla problematica dei contratti non richiesti illustrata più sopra al paragrafo 3.3 sulla Protezione dei consumatori nel Capitolo mercato elettrico.

Delle 134 ispezioni e richieste di informazioni condotte dall'Autorità nel 2011 (in collaborazione con altre istituzioni e la Guardia di Finanza) nell'ambito delle proprie attività di vigilanza e monitoraggio sull'applicazione della regolazione energetica, 78 sono state svolte presso imprese del e 2 presso imprese miste (gas/elettricità). La regolazione incentivante della qualità del servizio e le tariffe hanno rappresentato i principali ambiti di intervento.

Considerando l'insieme delle attività di vigilanza condotte dal 2006 dall'Autorità, nel settore dell'energia elettrica e del gas naturale, hanno premesso l'avvio di azioni legali per il recupero di circa 200 milioni di euro di incentivazioni indebitamente percepite. Di questi, 97,1 milioni sono stati versati e portati a recupero delle bollette dei clienti finali e 34 milioni sono stati versati ma sono ancora soggetti all'esito delle azioni di contenzioso.

¹³⁹ Delibera del 21 luglio 2011.

4.3 Protezione dei consumatori

Implementazione dell'Allegato 1 della direttiva 73/2009/CE

La tavola 3.2 del par. Protezione dei consumatori del Capitolo sul mercato elettrico, a cui si rinvia, illustra lo stato di attuazione nel nostro Paese dei compiti che le direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE attribuiscono ai regolatori in tema di tutela dei clienti, quantomeno dei clienti cosiddetti "civili". Dalla lettura della tavola, che sintetizza il quadro sia per il settore elettrico sia per quello del gas, emerge che il regolatore italiano ha largamente adempiuto agli obblighi previsti.

Garanzie di accesso ai dati di consumo

Le attività svolte dall'Autorità in quest'ambito sono in larga misura uguali per i due settori pertanto si rinvia al par. 3.3 Protezione dei consumatori - Garanzie di accesso ai dati di consumo del Capitolo sul mercato elettrico.

Obblighi di servizio pubblico

Gli obblighi relativi al servizio pubblico contenuti nel decreto legislativo n. 92/11 in riferimento al settore del gas naturale (art. 7, comma 2 e 3) - aldilà di quelli più oltre illustrati relativamente ai clienti vulnerabili - prevedono misure che l'Autorità deve adottare o modificare entro 6 mesi dalla data di pubblicazione dello stesso (31 dicembre 2011) sono illustrati al par. 3.2 Protezione dei consumatori - Obblighi di servizio pubblico del Capitolo del mercato elettrico a cui si rinvia.

Le attività svolte dall'Autorità nel 2011 in quest'ambito sono in larga misura uguali per i due settori pertanto si rinvia anche qui al medesimo par. 3.3 Protezione dei consumatori, Obblighi di servizio pubblico.

Definizione dei clienti vulnerabili

Il decreto legislativo n. 93/11, definisce per il settore del gas i clienti vulnerabili come segue (art. 7.1): *"Sono considerati vulnerabili i clienti domestici, le utenze relative ad attività di servizio pubblico, fra cui gli ospedali, le case di cura e di riposo, le prigioni, le scuole e altre istituzioni pubbliche e private che svolgano attività di assistenza ufficialmente riconosciute, nonché i clienti civili e non civili con consumo non superiore a 50.000 metri cubi annui..."*. Per questi: *"...nell'ambito degli obblighi di servizio pubblico l'Autorità...continua transitoriamente a determinare i prezzi di riferimento, ai sensi delle disposizioni di cui al decreto-legge 18 giugno 2007, n. 7"*.

Con delibera ARG/gas 71/11¹⁴⁰, l'Autorità ha rivisto la platea dei clienti aventi diritto transitoriamente a prezzi di riferimento comprendendovi anche le utenze di servizio pubblico citate dal decreto legislativo n. 93/11.

Inoltre quanto riguarda gli interventi sul regime dei prezzi di riferimento nel settore del gas naturale si segnalano per il 2011: l'aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di fornitura, l'avvio delle attività per aggiornamento della componente materia prima anche a seguito di modifiche della normativa nazionale attuate nei primi mesi del 2012 (art. 13 del decreto legge 24 gennaio 2012, n. 1 convertito nella legge 24 marzo 2012, n. 27), l'aggiornamento della componente

¹⁴⁰ Delibera del 9 giugno 2011.

commercializzazione¹⁴¹ nonché l'adeguamento delle previsioni del decreto legislativo n. 93/11 in materia di servizio fornitura di ultima istanza¹⁴² e di default¹⁴³.

Da gennaio 2009, per le forniture gas naturale, 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 marzo 2012 le famiglie che hanno presentato e ottenuto richiesta di contributo sono state circa 700.000.

Altri interventi

Si segnala nel 2011 l'attività di ricognizione e consultazione in vista della definizione di un provvedimento in materia di contratti non richiesti illustrata più sopra al par. 3.3 Protezione dei consumatori del Capitolo sul mercato elettrico.

4.4 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.

¹⁴¹ Delibera 29 dicembre 2011 ARG/gas 200/11.

¹⁴² Delibera 4 agosto 2011, ARG/gas 116/11.

¹⁴³ Delibera 21 luglio 2011 ARG/gas 99/11.