



Autorità per l'energia elettrica e il gas

RELAZIONE ANNUALE
ALLA COMMISSIONE EUROPEA
SULLO STATO DEI SERVIZI E SULLA REGOLAZIONE
DEI SETTORI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

31 luglio 2011

INDICE

1	Prefazione	3
2	Sommario/Principali sviluppi nei mercati dell'energia elettrica e del gas nel 2009	4
3	Regolamentazione e performance del mercato dell'energia elettrica.....	13
3.1	Regolamentazione	13
3.1.1	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni.....	13
3.1.2	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	17
3.1.3	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i>	24
3.2	Concorrenza	25
3.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso	25
3.2.2	Descrizione del mercato finale	40
3.2.3	Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante.....	44
4	Regolamentazione e performance del mercato del gas naturale	47
4.1	Regolamentazione	47
4.1.1	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni.....	47
4.1.2	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	49
4.1.3	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i>	65
4.2	Concorrenza	66
4.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso	66
4.2.2	Descrizione del mercato finale	72
4.2.3	Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante.....	83
5	Sicurezza degli approvvigionamenti	85
5.1	Elettricità.....	85
5.2	Gas	92
6	Obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori	102

1 PREFAZIONE

Con la presente relazione l’Autorità per l’energia elettrica e il gas fornisce alla Commissione un rapporto sullo stato dei mercati italiani dell’energia elettrica e del gas secondo le disposizioni contenute negli articoli 3, 4, 23(1) e 23(8) della Direttiva 2003/54/CE per il settore elettrico e gli articoli 3, 5 e 25(1) della Direttiva 2003/55/CE.

La struttura del rapporto segue le indicazioni fornite dalla Direzione Generale per l’Energia e i Trasporti della Commissione Europea. Dopo una breve descrizione del ruolo istituzionale dell’Autorità e della recente evoluzione normativa sul mercato energetico sono analizzati i principali elementi di evoluzione strutturale dei due mercati, elettricità e gas, relativamente all’attività regolatoria e allo stato della concorrenza. Sono forniti anche elementi di aggiornamento relativamente alla sicurezza delle forniture e agli obblighi di servizio pubblico.

2 SOMMARIO/PRINCIPALI SVILUPPI NEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NEL 2009

Sviluppi nel mercato elettrico

Nel corso del 2010, dopo la forte contrazione dell'anno precedente, la domanda di energia elettrica è tornata a crescere, in concomitanza con una moderata ripresa dell'economia italiana. Secondo i dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2010 la domanda di energia elettrica è stata pari a 326,2 TWh, in aumento dell'1,8% rispetto al 2009. Il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo nel mese di luglio, quando ha raggiunto 56,4 GW.

La produzione nazionale netta ha fatto registrare un incremento dell'1,9%, mentre le importazioni nette dall'estero, pari a 43,9 TWh, sono risultate in diminuzione del 2,3% rispetto all'anno precedente, in ragione di una riduzione dell'energia ricevuta dall'estero.

In termini di energia elettrica netta generata, la quota di mercato del gruppo Enel risulta essersi ridotta dal 29,8% del 2009 al 27,9% del 2010. Tra i quattro principali concorrenti, Edison (11,0%) ed Eni (10,0%) hanno sostanzialmente mantenuto la loro quota di mercato, mentre E.On (5,7%) ed Edipower (5,5%) hanno riportato una riduzione delle loro quote, a vantaggio di altri operatori di medie dimensioni o dei produttori di dimensione inferiore.

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 2010 assume un valore pari a 1.119, rispetto al valore di 1.240 del 2009.

La massima capacità di generazione netta installata al 31 dicembre 2010 risulta pari a 106.938 MW, mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 91.074 MW.

Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono cinque: Enel (37,2%), Edipower (7,6%), Edison (7,0%), Eni (5,9%) ed E.On (5,2%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 51,8%. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato rispetto al 2009; infatti, il valore relativo al 2010 è pari a 1.595, mentre era uguale a 1.819 nell'anno precedente.

Anche 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 (40,7%), Edison (8,2%), Edipower (8,0%), Eni (6,4%) ed E.On (5,8%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 56,8%. L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2010 è pari a 1.910, in calo rispetto al valore del 2009 (2.089).

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 2010 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 318,6 TWh, in aumento dell'1,6% rispetto al 2009. La borsa elettrica italiana ha registrato un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 64,12 €/MWh, in leggero aumento rispetto all'anno precedente (+0,6%).

Nel corso del 2010 nel Mercato infragiornaliero (MI) sono stati scambiati complessivamente 14,6 TWh di energia, di cui 9,5 TWh nel corso della prima sessione e 5,1 TWh nel corso della seconda. Il prezzo medio di acquisto nella prima sessione è risultato pari a 63,69 €/MWh, quello nella seconda a 63,66 €/MWh.

Dati ufficiali relativi al 2010 sono disponibili con riferimento al Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) *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 7,0 TWh, in diminuzione del 44,4% rispetto al 2009. Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 14,8 TWh, in leggero aumento in confronto all'anno precedente (+1,0%).

Con riferimento ai mercati a termine, nel 2010 nel mercato organizzato dal Gestore dei mercati energetici (GME) sono stati scambiati contratti per 2.366 MW, corrispondenti a 6,3 TWh di energia. I volumi contrattati su IDEX, mercato dei derivati elettrici gestito da Borsa Italiana, sono risultati invece pari a 15,4 TWh, in buona parte relativi a contratti annuali (9,8 TWh).

Per quanto riguarda la partecipazione al mercato, nel 2010 si è registrato un aumento del numero degli operatori iscritti ai mercati elettrici del GME, raggiungendo il nuovo massimo di 202 (+41 rispetto al 2009).

Passando all'analisi del mercato al dettaglio, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, le vendite finali di energia elettrica nel 2010 sono ammontate a circa 288 TWh, escludendo gli autoconsumi e le perdite di rete. I consumi totali (inclusi gli autoconsumi) sono invece risultati pari a 305,5 TWh.

Le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 79 TWh per più di 30 milioni di punti di prelievo, in riduzione di oltre il 5% rispetto al 2009. Il 68% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 54 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (oltre 25 milioni).

Nel 2010 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 110.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 6,3 TWh. Quest'ultimo dato rappresenta una flessione del 12,7% rispetto al dato corrispondente del 2009.

Le vendite del mercato libero nel 2010 si sono invece attestate sui 202 TWh, in aumento di quasi il 6% rispetto al 2009.

Nel mercato *retail* complessivo i gruppi societari che nel 2010 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 3: Enel (40,0%) ed Edison (8,9%) e Acea/Electrabel (5,6%).

I distributori elettrici italiani presenti al 31 dicembre 2010 sono 144, dei quali 141 hanno risposto all'indagine organizzata dall'Autorità, per un volume totale distribuito pari a 286 TWh. Enel Distribuzione è il primo operatore, con l'86,3% dei volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (4,0%), Acea Distribuzione (3,4%) e Aem Torino Distribuzione (1,3%). Gli altri distributori detengono quote marginali.

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2011 ha subito, complessivamente, una riduzione rispetto all'anno 2010 pari allo 0,6%, passando da 2,281 c€/kWh a 2,267 c€/kWh.

Per quanto riguarda la qualità del servizio elettrico, nel 2010 la durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione è stata pari a 89 minuti (contro 78 minuti nel 2009),

mentre il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,3 interruzioni per cliente in bassa tensione (contro 2,4 nel 2009).

In tema di reclami e segnalazioni, nel periodo compreso tra l'1 aprile 2010 e il 31 marzo 2011 il totale delle comunicazioni allo Sportello per il consumatore di energia è stato pari a 33.970; tra queste, 16.533 riguardano il settore elettrico (pari a circa il 48,6%). Le problematiche più frequenti nelle comunicazioni suscettibili di classificazione per argomenti sono: il bonus elettrico (25%), il mercato (23%), la fatturazione (23%), l'applicazione di clausole contrattuali nell'ambito del mercato libero e nel servizio di maggior tutela (13%), gli allacciamenti (6%), i prezzi e le tariffe (3%).

Con riferimento allo sviluppo delle fonti rinnovabili, nel corso del 2010 sono stati adottati dall'Autorità numerosi provvedimenti, volti a introdurre un sistema di incentivazione per le *smart grids*, a razionalizzare le procedure di connessione alle reti degli impianti di produzione, ad ottimizzare il dispacciamento degli impianti eolici, a stabilire le modalità di erogazione delle incentivazioni per gli impianti fotovoltaici e a definire le condizioni per il controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Infine, in tema di provvedimenti per contrastare l'abuso di posizione dominante, nel gennaio 2010 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha deciso di avviare due distinte istruttorie per verificare se le maggiori imprese di produzione di energia elettrica attive nella macro-area siciliana avessero posto in essere comportamenti anticoncorrenziali nei mercati all'ingrosso nel trimestre da novembre 2008 a gennaio 2009. Le due procedure sono state decise alla luce di una segnalazione inviata dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas, relativa ad alcune anomalie identificate nelle dinamiche di formazione dei prezzi nella macrozona nel trimestre. Le due istruttorie aperte dall'Autorità antitrust si sono chiuse nel dicembre 2010 mediante la decisione della medesima di accettare e rendere vincolanti gli impegni presentati dalle maggiori società di energia operanti nella macrozona Sicilia - Enel, Edipower e le società *toller* socie di Edipower.

Sviluppi nel mercato gas

Secondo le prime elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale che l'Autorità realizza sullo stato dei mercati dell'energia elettrica e del gas nell'anno precedente nel 2010 il numero di grossisti¹ è cresciuto, salendo a 105 unità contro le 94 dell'anno precedente. Dalla completa apertura del mercato del gas, avvenuta nel 2003, il numero di soggetti che vendono gas all'ingrosso è quasi triplicato. Nell'insieme i grossisti hanno venduto 130,5 G(m³), di cui 43,0 al mercato finale e 87,5 ad altri intermediari del mercato all'ingrosso. Rispetto al 2009 il volume complessivamente trattato è cresciuto del 17%, ma al suo interno sono aumentate del 28,7% le vendite al mercato all'ingrosso, mentre sono diminuite dell'1,1% le vendite effettuate da questi operatori direttamente a clienti finali. La riduzione dei volumi venduti sul mercato finale e l'incremento di quelli ceduti sul mercato all'ingrosso dagli stessi grossisti sono un fenomeno che si va manifestando da diversi anni. Anche gli ultimi dati confermano quindi essere in atto un processo di specializzazione nella vendita e ciò appare significativo in anni in cui il numero dei soggetti che operano sul mercato va crescendo costantemente. La crescita dei volumi di vendita non si è però distribuita equamente tra gli operatori distinti per classe dimensionale. Rispetto al

¹ Come negli *Annual Report* degli scorsi anni, sono stati classificati come "grossisti" gli operatori che hanno ceduto meno del 95% delle proprie vendite a clienti finali; essi comprendono inoltre tutte le società che producono gas naturale e lo offrono ad altri rivenditori.

2009 i volumi di Eni e dei grossisti di media dimensione, cioè quelli con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³), si sono ridotti a favore di quelli commerciati dai grandi (cioè gli operatori con vendite superiori a 10 G(m³)) e dai piccolissimi (soggetti con vendite inferiori a 0,1 G(m³)). Significativo, in particolare, il calo dei volumi venduti da Eni, quest'anno pari all'11,2%, che segue la riduzione del 25% registrata nel 2009.

Nel 2010 sono 37 le società (erano 29 nel 2009) il cui venduto ha raggiunto almeno 500 M(m³) nel mercato all'ingrosso. Insieme tali operatori coprono il 93,4% delle vendite complessivamente effettuate su tale mercato che si mantiene ancora concentrato, seppure in netto miglioramento: la quota delle prime 3 società Eni, Enel Trade ed Edison, è infatti scesa al 31,1% (l'anno precedente era del 39,2%); quella delle prime 5, che include anche Sinergie Italiane e Plurigas, si è abbassata al 40,6%, mentre nel 2009 era pari al 50,6%.

Le imprese grossiste si procurano il gas per il 51% attraverso le importazioni. Il 20% del gas ceduto al mercato all'ingrosso viene acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (sia alla frontiera, sia al city gate), il 5,7% è direttamente prodotto e il 22% viene acquisito al Punto di scambio virtuale (PSV)². Quest'ultimo sta accrescendo la propria importanza: nel 2009, infatti, la quota del PSV era del 15,4%. Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la dimensione degli operatori si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul mercato nazionale e quelli al PSV; l'incidenza degli acquisti al PSV è massima nel caso dei grossisti di media dimensione, dove raggiunge il 38,6%.

La quota delle importazioni di gas riconducibili al gruppo Eni, pari al 38,1%, resta preponderante anche nel 2010, specie se si considerano anche le vendite effettuate da Eni a qualunque titolo oltre frontiera, che portano la quota di gas approvvigionato dal gruppo Eni al 50,6%. Tuttavia, l'entrata a pieno regime del terminale di rigassificazione di Rovigo – che ha notevolmente accresciuto le importazioni di Edison – e l'incremento di attività estere da parte di alcuni operatori specializzati nell'import, stanno fortemente riducendo nel tempo il dominio di Eni nell'approvvigionamento dall'estero.

Per quello che riguarda gli acquisti sul territorio nazionale nel 2010 la quota di gas fornita direttamente dai due operatori principali è scesa al 14,5% (nel 2009 era del 19,7%) nel caso di Eni ed è salita all'8% (nel 2009 era del 7,5%) nel caso di Edison. È salita al 77,5% la quota di gas acquistata da altri operatori, confermando la presenza di un mercato all'ingrosso particolarmente vivace. Una parte, ormai molto piccola, pari a 0,6 G(m³), del gas che i grossisti hanno acquistato da Eni è riconducibile alla gas release, la cessione di gas al PSV, che Eni ha effettuato tra ottobre 2009 e settembre 2010 in esito a provvedimenti imposti a fini antitrust. La quota di gas che ciascun gruppo acquista da Eni (tanto sul territorio nazionale, quanto oltre frontiera) rispetto alla propria disponibilità è ulteriormente diminuita rispetto allo scorso anno, passando in media dal 12,3% all'8,8%, a dimostrazione della presenza di un mercato dinamico, in cui ciascun operatore cerca di differenziare le proprie modalità di approvvigionamento e le singole controparti. In particolare, per Edison tale porzione è crollata al 5% dal 20% del 2009.

Per quanto riguarda i consumi il 2010 è stato un anno di recupero per il settore del gas naturale, dopo il crollo registrato nel 2009. Il Ministero dello sviluppo economico ha stimato infatti che il consumo interno lordo – comprensivo cioè delle perdite – è risalito a 83 G(m³) dai 78 G(m³) del 2009 evidenziando un aumento del 6,4%, una variazione positiva che non si registrava dal 2005, dopo anni in cui il settore era abituato a tassi di crescita elevati e stabili nel tempo. In base ai primi

² All'interno degli acquisti effettuati al PSV sono inclusi anche quelli effettuati sulle nuove piattaforme P-GAS e M-GAS, il cui valore per il 2010 è molto esiguo, essendo divenute operative nel mese di dicembre (vedi il capitolo 4).

e provvisori risultati dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati svolta dall'Autorità, nel 2010 sono stati venduti al mercato finale 71,96 G(m³). Se a tali quantitativi si aggiungono i 13,89 G(m³) di autoconsumi, cioè il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 85,85 G(m³), valore superiore agli 82,98 G(m³) indicati dal Ministero dello sviluppo economico.

Il livello di concentrazione complessiva del mercato totale (comprendente, cioè gli autoconsumi) è diminuito rispetto allo scorso anno: la quota dei primi tre gruppi è infatti scesa al 52,0% dal 57,4% del 2009. Come è accaduto nello scorso anno, inoltre, la composizione delle quote vede ancora una discesa di Eni (quest'anno al 27,1% contro il 32,5% del 2009) a favore di Edison (quest'anno al 13,9% contro il 12,4% dello scorso anno); è diminuita invece la quota di Enel (quest'anno all'11,0% contro il 12,5% del 2009). Inoltre, il numero dei gruppi societari con una quota superiore al 5% del mercato è aumentato di una unità rispetto al 2009: oltre ai primi tre appena citati e ad A2A (il gruppo nato nel 2008 dalla fusione tra Aem Milano e ASM Brescia), quest'anno si è aggiunto anche il gruppo GdF Suez con una quota del 5,2%.

Il mercato finale della vendita di gas naturale comprende nel 2010 comprende poco più di 21 milioni di clienti, il 92,2% dei quali sono domestici, l'1,3% sono condomini con uso domestico, il 5,2% appartengono al settore del commercio e servizi, l'1,2% al comparto industriale e meno dell'1% alla generazione termoelettrica (in termini di volumi, naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi). Via via che ci si sposta dal settore 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 all'8% nel domestico, al 32,6% per i condomini, al 69,5% nel commercio e servizi, al 96% nell'industria e al 61,7% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi). Rispetto al 2009, la porzione di consumi soddisfatti sul mercato libero appare cresciuta nel domestico e nel commercio e servizi, mentre è rimasta sostanzialmente stabile nell'industria (dove era già molto elevata) e nel termoelettrico.

La percentuale di clienti che nel 2010 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 4,5%, ovvero al 33,1% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio. I clienti domestici, che tradizionalmente mostrano un'elevata prudenza a spostarsi sul mercato libero, nel 2010 hanno espresso una maggiore reattività alle offerte di cambio: la percentuale che ha scelto un nuovo fornitore è salita infatti al 4,4%, contro 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 4,8% nel 2010, al 2,4% nel 2009 e all'1,3% nel 2008. Una maggiore dinamicità caratterizza invece i condomini con uso domestico e gli altri usi. Nel 2010 i condomini che hanno cambiato fornitore sono stati il 5,2% del totale (il 7,7% in termini di consumi), mentre gli altri usi che si sono spostati sul mercato libero sono stati complessivamente il 5,1% del totale in termini di clienti e il 43,4% in termini di volumi. 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.

Nel 2010 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 34,85 c€/m³. Lo stesso prezzo nel 2009 era risultato pari a 36,59 c€/m³. Complessivamente, dunque, il prezzo del gas è diminuito in Italia del 4,8%. I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 44,77 c€/m³, mentre 30,52 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 14 c€/m³. Inoltre, poiché il prezzo sul mercato libero è diminuito rispetto all'anno precedente in misura inferiore se

confrontato con quanto si è ridotto il prezzo sul mercato tutelato, il confronto con i dati relativi al 2009 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è ampliata, tornando sui livelli del 2007. L'entità della differenza di prezzo pagato sui due mercati è per lo più imputabile: alla dimensione media dei clienti, che sul libero è più elevata; alla maggiore presenza nel mercato libero di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto, che non pagano la componente di distribuzione; alla presenza, sul mercato libero, di un sistema di prezzi più flessibile, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela creato dall'Autorità (legato alla variazione di una media mobile molto lunga di un paniere di prezzi e rivisto nel 2010 in senso ancora più calmierante) è in grado di attenuare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima.

Nel periodo compreso tra l'1 aprile 2010 e il 31 marzo 2011 lo Sportello per il consumatore di energia ha ricevuto 33.970 comunicazioni relative a reclami, istanze e segnalazioni provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori; tra queste, 15.769 riguardavano il settore gas (pari a circa il 46,6% del totale). L'incremento dei reclami sul gas ha registrato un saggio di crescita più che triplo rispetto all'anno precedente; ciò è dovuto in particolare al numero dei reclami relativi all'implementazione del bonus gas in materia di regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati.

Circa gli interventi tariffari nel settore gas, la principale novità è che nel corso del 2010 l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio per il terzo periodo di regolazione, 2011-2014.

Con l'intento di rendere maggiormente efficace il meccanismo di incentivazione allo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale, l'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno avviare, nell'ambito della medesima delibera, un procedimento per l'individuazione di meccanismi per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di stoccaggio.

Dopo un'ampia fase di consultazione, nell'aprile 2011 l'Autorità ha istituito la *Disciplina del bilanciamento di merito economico del gas naturale*, introducendo meccanismi di mercato per accrescere la flessibilità e la liquidità dell'offerta. Il nuovo meccanismo prevede la nascita di una piattaforma a livello centrale e accessibile a tutti gli operatori, per poter acquisire, sulla base di criteri di merito economico (ossia dell'offerta più conveniente), le risorse necessarie a bilanciare le proprie posizioni e garantire il costante equilibrio della rete, ai fini della sicurezza del sistema. Inizialmente fissata per il 1° luglio, la partenza di questo nuovo sistema è stata poi differita al 1° dicembre 2011, anche per avere il tempo occorrente a completare il quadro regolatorio necessario al suo funzionamento.

Sono state apportate inoltre modifiche alla normativa vigente in tema di misura del gas da parte dei distributori e in tema di pronto intervento.

Obblighi di servizio pubblico e tutela dei consumatori

Nel 2010 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 del gas. In particolare, gli interventi di regolazione hanno contribuito sia all'effettivo rafforzamento della capacità del cliente finale di effettuare scelte informate tra le diverse offerte presenti sul mercato, sia alla progressiva armonizzazione della regolazione settoriale degli aspetti commerciali, pur nel rispetto delle differenze strutturali che caratterizzano i settori dell'energia elettrica e del gas.

In tema di armonizzazione della regolazione nel 2010 è stata completata la definizione di un Codice di condotta commerciale della vendita integrato per i due settori del servizio, con estensione degli strumenti di confrontabilità dei prezzi anche al settore del gas e alle offerte di vendita congiunte di elettricità e gas (c.d. *dual fuel*, contratti sempre più diffusi nel mercato libero). Nello stesso anno, è inoltre entrata in vigore la direttiva per l'armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana, approvata nel 2009, nonché le modifiche in materia di rateizzazione del pagamento delle bollette elettriche poi estese anche a quello del gas naturale.

Lo *Sportello per il consumatore di energia elettrica e gas*, operativo dal 2009 e gestito, sulla base di un Regolamento definito dell'Autorità, dall'Acquirente Unico, fornisce ai consumatori dei mercati liberalizzati, una tempestiva risposta alle segnalazioni e ai reclami scritti. L'efficacia dello Sportello è confermata anche nel 2010 dai dati sul volume di richieste pervenute (da 417.000 nel periodo aprile 2009 – marzo 2010 a 740.131 nel periodo aprile 2010 – marzo 2011).

Il *Trova offerte*, lo strumento *on line* che l'Autorità ha messo a disposizione dei clienti finali dall'aprile 2009 per confrontare e scegliere le offerte di fornitura di energia elettrica è stato esteso anche a quello del gas naturale e alle offerte congiunte energia elettrica – gas dall'aprile 2010. L'Autorità ha inoltre continuato ad aggiornare nel 2010 l'Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas, reso disponibile anche *on-line*.

Infine nel 2010, per migliorare la qualità delle risposte ai reclami dei consumatori da parte degli operatori, l'Autorità ha emanato, in consultazione, alcune proposte per la pubblicazione comparativa dei dati di efficacia ed efficienza nella gestione del servizio reclami da parte degli operatori.

Nel 2009 era stata (vedi *Annual report 2010*) riformata la disciplina di morosità, a tutela sia dei consumatori sia degli operatori a fronte della significativa crescita del fenomeno con la liberalizzazione totale del mercato: le richieste di riattivazione del servizio a valle di un distacco per morosità, registrate dall'Autorità, sono infatti in costante e graduale aumento in ambedue i settori dal 2008.

Dal 1 gennaio 2009 ha preso avvio la nuova disciplina di tutela dei consumatori vulnerabili sia dell'energia elettrica sia del gas naturale. Al 31 marzo 2011 le richieste di bonus sociale elettrico approvate sono oltre 2 milioni e riguardano oltre 1,5 milioni di famiglie; le compensazioni erogate per gli anni 2008, 2009 e 2010 hanno raggiunto complessivamente un valore pari a circa 233 milioni di euro. Per il settore di gas naturale 15 marzo 2011 le istanze di bonus presentate presso i Comuni sono oltre 700.000. Le compensazioni erogate per gli anni 2009 e 2010 hanno complessivamente un valore stimato di circa 75 milioni di euro.

I volumi di energia dei consumatori domestici su mercato tutelato sono ancora alti (86% per l'energia elettrica e 92% per il gas naturale) anche se in costante, se pur moderata diminuzione, dal 2007. Per contro il settore non domestico si fornisce prevalentemente sul mercato libero e solo una quota residuale in termini di volumi, relativamente stabile da due anni, pare fornirsi sul mercato tutelato mostra segnali di relativo assestamento.

Sicurezza degli approvvigionamenti

Nonostante un inizio di ripresa dell'economia, la richiesta di energia elettrica sulla rete nel 2010 era ancora inferiore al valore rilevato nel 2006, il picco invernale non era ancora tornato al livello del 2005 e quello estivo al valore del 2007. È in ogni caso continuata la forte crescita della capacità di generazione la quale a fine 2010 ammontava a 106,9 GW, rispetto a 85,5 GW nel 2005. Con il

continuo potenziamento della capacità di generazione negli ultimi anni è notevolmente migliorata la disponibilità di potenza alla punta. Dai deficit rilevati nel 2003 e 2004, si è passati a surplus via via crescenti negli anni fino 12,6 GW nel 2009, valore che risulta tuttavia gonfiato dal forte calo della domanda alla punta dovuto alla crisi economica. A fine 2010 erano in varie fasi di valutazione quasi 40 impianti termoelettrici di capacità maggiore di 300 MW per una potenza complessiva pari a 19,0 MW. Pertanto, il Paese dovrebbe risultare ben al riparo di eventuali deficit di potenza per il decennio in corso.

Nonostante il quadro ottimistico della generazione, permangono problemi nella trasmissione identificabili in sovraccarichi nelle reti del nord e centro nord e disalimentazioni nel sud del Paese. La soluzione delle criticità, è rallentata dai ritardi nelle opere di potenziamento della capacità di trasporto e di trasformazione, dovute soprattutto a problemi di autorizzazione locale. Terna ha in corso un ingente programma di potenziamento delle linee di trasmissione che porterebbe all'eliminazione delle congestioni nelle aree attualmente con maggiori problemi, comunque in un periodo che va oltre il Piano strategico 2011 - 15.

Il 2010 ha visto una ripresa delle attività del settore del gas naturale che deve ascriversi prevalentemente all'effetto delle rigidità invernali sui consumi del settore civile. Infatti, l'input alla generazione termoelettrica rimane inferiore a quello del 2005 e i consumi industriali sono ancora inferiori a quelli del 2008 e degli anni precedenti. L'evoluzione nei primi sei mesi del 2011 non lasciano presagire una ripresa dei consumi nel breve termine. Tuttavia, si può prevedere una crescita importante del fabbisogno nel corso del decennio, alimentata dai consumi di gas nella generazione elettrica, soprattutto dopo la rinuncia allo sviluppo di impianti elettronucleari in Italia.

Nonostante il quadro di incertezza provocato dal calo della domanda e dall'aumento dell'offerta, sono stati fatti significativi passi avanti dei progetti di stoccaggio e di importazione via gasdotto e nave metaniera che garantiscono la copertura del fabbisogno nel corso del decennio anche in presenza del continuo calo della produzione domestica. La decisione finale sulle infrastrutture di importazione tuttavia attende una conferma sul gas effettivamente disponibile, soprattutto nel caso dei metanodotti. Se dovessero andare in porto anche i soli progetti in costruzione o in avanzata fase di autorizzazione, nell'orizzonte del 2015 l'Italia si troverebbe con una capacità di importazione aggiuntiva di almeno 20 G(m³)/anno, più che sufficiente a coprire le esigenze del Paese.

Stato di implementazione del Terzo Pacchetto

Il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 ha dato attuazione alle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e a una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.

Per quanto riguarda la **scelta del modello di unbundling**, per il settore del gas naturale il decreto stabilisce che, entro il 3 marzo 2012, l'impresa maggiore di trasporto, vale a dire l'impresa che avendo la disponibilità della rete nazionale di gasdotti svolge l'attività di trasporto sulla maggior parte della medesima, adotta la disciplina relativa al gestore di trasporto indipendente di cui al capo IV della direttiva 2009/73/CE del 13 luglio 2009. Entro la medesima data del 3 marzo 2012, le imprese proprietarie di reti di trasporto di gas naturale diverse dall'impresa maggiore di trasporto esistenti alla data del 3 settembre 2009 possono proporre, in alternativa al modello del gestore di trasporto indipendente, un gestore di sistema indipendente. Ove tali imprese indichino come gestore di sistema indipendente l'impresa maggiore di trasporto, questa è tenuta a svolgere tale

funzione alle condizioni stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Le imprese possono naturalmente procedere alla separazione proprietaria in ogni momento. Per le imprese che erano invece già separate proprietariamente alla data del 3 settembre 2009, non è possibile scegliere un'altra forma di separazione delle attività.

Il decreto non definisce esplicitamente gli obblighi per le imprese con inizio dell'attività successivo al 3 settembre 2009. In effetti la direttiva 2009/79/CE prevede che *a decorrere* dal 3 marzo 2012 ciascuna impresa debba conformarsi alla separazione proprietaria e solo nel caso di imprese esistenti alla data del 3 settembre 2009, gli Stati membri possano scegliere di avere anche l'opzione del gestore di sistema indipendente o il gestore di trasporto indipendente.

Per il settore dell'energia elettrica, il decreto prevede la separazione proprietaria: il gestore del sistema di trasmissione nazionale non può, né direttamente né indirettamente, esercitare attività di produzione e di fornitura di energia elettrica, né gestire, neppure temporaneamente, infrastrutture o impianti di produzione di energia elettrica. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede a certificare l'impresa secondo i criteri di cui all'articolo 9 della direttiva 2009/72/CE.

Per quanto riguarda la situazione relativa alle **risorse di personale e di budget** dell'Autorità di regolazione, si rileva che, relativamente al personale, il decreto non ha previsto alcun aumento dell'attuale dotazione organica prevista per legge, a fronte delle nuove competenze attribuite dal medesimo decreto di implementazione delle norme europee.

3 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

3.1 Regolamentazione

3.1.1 Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni

Con la delibera 18 dicembre 2009, ARG/elt 194/09, l'Autorità ha stabilito, secondo i criteri contenuti nel decreto del Ministero dello sviluppo economico del 18 dicembre 2009, le modalità di allocazione della capacità di interconnessione con l'estero per l'anno 2010.

In particolare, l'Autorità ha approvato le regole predisposte in modo congiunto dai gestori di rete e dalle Autorità di regolazione dei Paesi partecipanti all'iniziativa regionale per il Centro-Sud Europa (Italia, Austria, Germania, Francia, Grecia e Slovenia) facente capo a ERGEG (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*). Come per l'anno 2009, anche nel 2010 la capacità di interconnessione con l'estero è stata assegnata per mezzo di aste esplicite annuali, mensili e giornaliere, gestite da ciascun gestore di rete per l'esportazione dalla propria area di competenza.

Nell'ottica di garantire una sempre maggiore armonizzazione delle regole di allocazione nell'ambito della regione Centro-Sud Europa, per la frontiera francese, durante la prima metà del 2010, l'assegnazione della totale capacità disponibile, in import e in export, è invece gestita unitariamente da Terna.

Le aste per l'assegnazione della capacità di interconnessione attribuiscono agli operatori di mercato dei titoli, denominati DCT (Diritti per l'utilizzo della capacità di trasporto) che consentono di importare o esportare energia per una quantità pari all'ammontare di DCT acquisiti. I DCT possono essere liberamente trasferiti tra gli utenti del dispacciamento. A partire dal 2009, con riferimento ai DCT acquisiti alle aste annuali o mensili e poi non utilizzati, è stato applicato il criterio *use it or get paid for it*, secondo il quale i DCT non utilizzati sono automaticamente venduti dal gestore della rete all'asta giornaliera e il relativo ricavato viene versato ai detentori originali.

Con delibera ARG/elt 194/09, l'Autorità ha previsto inoltre una differente modalità di gestione da parte di Terna della rendita derivante dalle aste per le allocazioni della capacità transfrontaliera: a partire dal 2010 tale rendita, che sino al 2009 è stata restituita pro quota agli utenti del dispacciamento, viene utilizzata a copertura degli oneri sostenuti per garantire l'effettiva disponibilità della capacità assegnata e pertanto viene posta a riduzione dei costi sostenuti da Terna per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento.

Con la delibera 15 dicembre 2010, ARG/elt 241/10, l'Autorità ha approvato le regole per l'anno 2011 relative all'accesso alla rete di interconnessione con l'estero. Le regole sono state, come di consueto, predisposte da Terna e dagli altri gestori di rete dei Paesi interconnessi e consentono un ulteriore passo verso la creazione di un vero mercato elettrico regionale. Per il 2011, unitamente alle disposizioni, analoghe a quelle introdotte per il 2010, in merito alle riserve per le importazioni e all'utilizzo della rendita di congestione, sono state introdotte alcune modifiche.

In particolare, le regole approvate dalla delibera ARG/elt 241/10, in ottemperanza a quanto disposto dal decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 dicembre 2010, prevedono che la gestione delle aste per l'allocazione della capacità di trasporto disponibile venga trasferita, a decorrere da aprile 2011, a CASC (Capacity Allocating Service Company), società con sede in

Lussemburgo, partecipata da tutti i gestori di rete direttamente coinvolti. L'utilizzo di una società esterna per la gestione delle allocazioni della capacità di trasporto consente di avere un'interfaccia commerciale unica per tutti gli operatori attivi sulle diverse frontiere, ed essendo CASC già operante nell'ambito della regione europea centroccidentale (Francia, Belgio, Olanda, Lussemburgo e Germania), facilita una più ampia armonizzazione delle regole di allocazione anche oltre i confini italiani.

Con riferimento alle allocazioni giornaliere sulla frontiera slovena, le regole di allocazione sono state modificate per tenere conto dell'avvio, a partire dal 1° gennaio 2011, del *market coupling* tra la borsa italiana e quella slovena per l'allocazione della capacità giornaliera tramite asta implicita.

Nel maggio 2009 erano stati avviati i lavori di implementazione del progetto di *market coupling* sulla frontiera Slovenia-Italia, tramite la costituzione di un gruppo di lavoro bilaterale Slovenia-Italia, presieduto dai delegati dei regolatori e composto dai delegati dei ministeri rilevanti, dei gestori di rete e dei gestori del mercato. Il gruppo di lavoro era incaricato di operare in parallelo su tutti gli aspetti del processo di implementazione del progetto e di informare costantemente gli organismi di riferimento dell'Iniziativa regionale della regione Centro-Sud circa i progressi del predetto processo. Il 9 novembre 2009, i Ministri degli esteri di Italia e Slovenia hanno espresso supporto, per conto dei rispettivi Governi, all'obiettivo dell'integrazione dei mercati elettrici dei due Paesi, tramite la firma di una dichiarazione congiunta. Nel primo semestre del 2010, il gruppo di lavoro ha predisposto una *roadmap* per l'implementazione del progetto di *market coupling* sull'interconnessione Slovenia-Italia. Le tappe della *roadmap* delineata sono state attuate come segue:

- il 27 agosto 2010, il Ministro italiano dello sviluppo economico e il Ministro sloveno dell'economia, per conto dei rispettivi Governi, hanno firmato un *Memorandum of Understanding*;
- il 13 settembre 2010, con la delibera ARG/elt 143/10, l'Autorità ha approvato lo schema di accordo quadro, proposto dai gestori di rete e del mercato (il regolatore sloveno lo ha ratificato il 13 ottobre 2010) che a loro volta hanno quindi provveduto a sottoscriverlo ufficialmente;
- il 3 novembre 2010, i gestori di rete e del mercato hanno pubblicato sui rispettivi siti internet il documento *Market Coupling on the Italian-Slovenian Border 2011* e il 16 novembre 2010, nell'ambito della terza riunione dello *Stakeholder Group* della regione Centro-Sud, i regolatori e i gestori di rete e del mercato hanno presentato ufficialmente agli operatori il modello di *market coupling* sull'interconnessione Slovenia-Italia;
- il 15 dicembre 2010, con la delibera ARG/elt 241/10, l'Autorità ha approvato le regole di accesso 2011;
- il 16 dicembre 2010, con la delibera ARG/elt 243/10, l'Autorità ha approvato lo schema di accordo pentalaterale, trasmesso dai gestori di rete e di mercato (il regolatore sloveno ha ratificato lo stesso accordo il 15 dicembre 2010).

L'1 gennaio 2011 è quindi finalmente divenuto operativo il *coupling* fra il MGP gestito dalla borsa elettrica italiana (Gestore dei mercati energetici – GME) e il MGP gestito dalla borsa elettrica slovena (BSP) per l'assegnazione implicita dei diritti di transito giornalieri sull'interconnessione Slovenia-Italia. L'integrazione fra i due mercati si basa sui seguenti principi e criteri:

- un meccanismo di *price coupling* realizzato tramite un approccio decentralizzato. Ogni borsa ha cioè la responsabilità di gestire il proprio MGP, tenendo conto: delle offerte di vendita e di

acquisto presentate dai propri partecipanti al mercato; delle offerte di vendita e di acquisto in forma anonima presentate dai partecipanti al mercato dell'altra borsa; della configurazione della topologia di rete dell'Italia e della Slovenia, come definita dai gestori di rete; della capacità di trasmissione fra le zone interne alla propria rete, come definita dal rispettivo gestore di rete; della capacità di trasmissione disponibile fra Italia e Slovenia per il MGP, come congiuntamente definita dai gestori di rete;

- le borse condividono fra loro tutte le informazioni rilevanti;
- sulla base di tali informazioni ogni borsa: usa lo stesso algoritmo di calcolo che tiene conto delle regole di accettazione delle offerte del MGP prima italiano e poi sloveno; calcola i risultati del proprio MGP e i risultati del MGP dell'altra borsa; definisce il programma orario di scambio sulla frontiera Slovenia-Italia, in base alla differenza fra il prezzo della "zona Slovenia" del modello di rete italiano, come calcolato dal GME, e il prezzo della "zona BSP" del modello di rete sloveno come calcolato dalla loro borsa elettrica;
- il calcolo della capacità di trasmissione disponibile fra la "zona Slovenia" del modello di rete italiano e la "zona BSP" del modello di rete sloveno, per l'assegnazione tramite il *coupling* dei due MGP è responsabilità congiunta dei gestori di rete.

Le tavole 3.1 e 3.2 riportano i valori indicativi di assegnazione annuale della capacità di interconnessione in importazione ed esportazione verso/dall'Italia per singola frontiera per l'anno 2011.

Tavola 3.1 Capacità netta di trasferimento verso l'Italia, valori indicativi e non vincolanti

MW; Anno 2011

PERIODO	FRONTIERA	DA LUNEDI A SABATO		DOMENICA E FESTIVI	
		DALLE 7 ALLE 23	DALLE 23 ALLE 7	DALLE 7 ALLE 23	DALLE 23 ALLE 7
Inverno	Francia	2.575	2.460	2.460	2.460
	Svizzera	4.165	3.675	3.675	3.675
	Austria	220	210	210	210
	Slovenia	580	545	545	545
	Grecia	500	500	500	500
Estate	Francia	2.325	2.175	2.107	2.175
	Svizzera	3.385	3.065	3.151	3.065
	Austria	200	190	182	190
	Slovenia	480	460	450	460
	Grecia	500	500	500	500

Fonte: *Access rules to France-Italy, Switzerland-Italy, Austria-Italy, Slovenia-Italy, Greece-Italy interconnections*, Terna e gli altri gestori di rete partecipanti al gruppo di lavoro in ambito ERGEG, Iniziativa Regionale per il Centro-Sud Europa.

Tavola 3.2 Capacità netta di trasferimento dall'Italia, valori indicativi e non vincolanti

MW; Anno 2011

PERIODO	FRONTIERA	DA LUNEDÌ A SABATO		DOMENICA E FESTIVI	
		DALLE 7 ALLE 23	DALLE 23 ALLE 7	DALLE 7 ALLE 23	DALLE 23 ALLE 7
Inverno	Francia	995	1.160	1.160	1.160
	Svizzera	1.810	1.910	1.910	1.910
	Austria	85	100	100	100
	Slovenia	160	180	180	180
	Grecia	500	500	500	500
Estate	Francia	870	1.055	1.055	1.055
	Svizzera	1.440	1.660	1.660	1.660
	Austria	70	90	90	90
	Slovenia	120	145	145	145
	Grecia	500	500	500	500

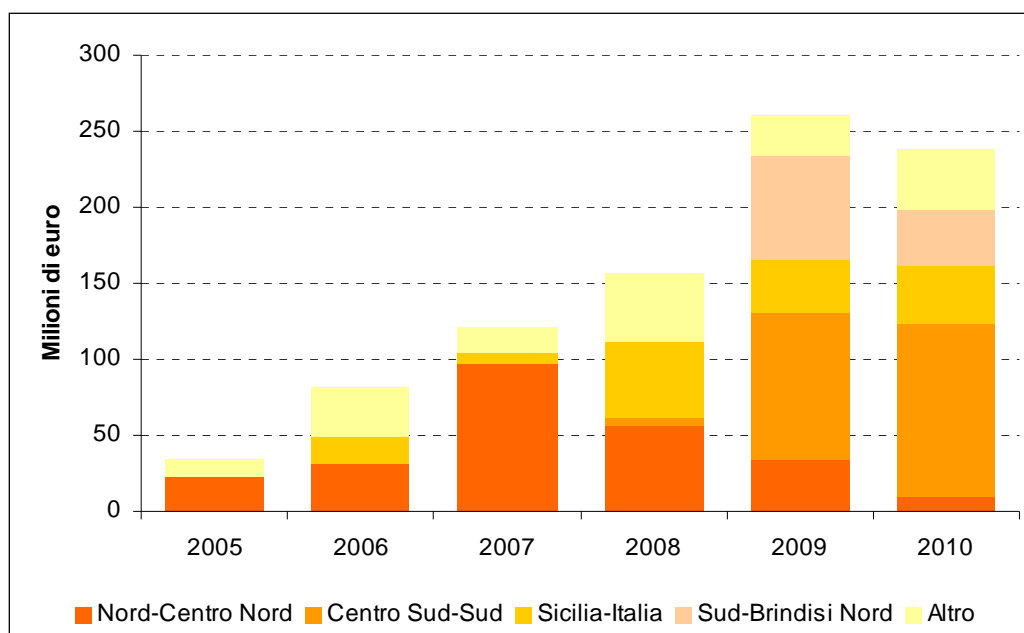
Fonte: *Access rules to France-Italy, Switzerland-Italy, Austria-Italy, Slovenia-Italy, Greece-Italy interconnections*, Terna e gli altri gestori di rete partecipanti al gruppo di lavoro in ambito ERGEG, Iniziativa Regionale per il Centro-Sud Europa.

Nella borsa elettrica italiana, al fine di consentire la gestione delle congestioni con l'estero, sono state definite delle zone virtuali estere, che rappresentano le interconnessioni transfrontaliere con i paesi confinanti. A partire dal 2009, per effetto dell'applicazione del meccanismo di assegnazione della capacità disponibile mediante aste esplicite, il differenziale di prezzo tra le zone estere e le zone nazionali limitrofe si è annullato, e così di conseguenza la rendita da congestione estera.

A livello nazionale, nel 2010 la frammentazione zonale risulta in diminuzione sia in termini di numero medio di zone di mercato, sceso da 3,09 a 2,50, sia in termini di percentuale di ore con il sistema unito, salita dal 13% al 16%. Tali dati riflettono la piena operatività della nuova interconnessione con la Sardegna (Sapei), partita a fine 2009, i cui effetti hanno contribuito al calo dei prezzi nell'isola. A livello continentale, in ragione di un calo delle importazioni localizzato sulla frontiera francese, si è registrato un maggior apporto di energia da Sud a Nord, che ha prodotto frequenti saturazioni sui transiti Sud-Centro Sud e Centro Sud-Centro Nord.

Nel 2010 la rendita da congestione nazionale si è mantenuta su valori molto elevati, nonostante la lieve flessione rispetto al 2009 (-8,5%). Più del 48% della rendita annuale è stata generata sul transito Centro Sud-Sud, mentre la restante parte è stata prevalentemente raccolta sul transito Sud-Brindisi Nord, in diminuzione rispetto al 2009 per effetto di maggiori limiti di interconnessione (-44%), e sull'interconnessione con la Sicilia.

Il saldo estero per il 2010, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 43.944 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 45.761 GWh e le esportazioni, pari a 1.817 GWh. Nel 2010 esso ha garantito la copertura del fabbisogno nella misura del 13,5%.

Figura 3.1 Rendita da congestione nazionale nel periodo 2005-2010

Fonte: GME.

3.1.2 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione

La società Terna è il principale proprietario delle Rete di trasmissione nazionale (RTN) di energia elettrica. Tra gli altri operatori proprietari figurano le seguenti società: Self Rete Ferroviaria Italiana, TELAT, Agsm Trasmissione (Verona) e Azienda Energetica Trasmissione Bolzano. Rispetto alla situazione al 31 dicembre 2009, vi sono due nuovi operatori: si tratta di EL.IT.E (Gruppo Edison) e Nord Energia (partecipata dal Gruppo FNM e da Azienda Elettrica Ticinese).

Nel 2010 si è registrato un incremento delle linee di trasmissione appartenenti alla categoria 150-132 kV, per effetto dell'inclusione della rete di proprietà della società TELAT (Terna Linee Alta Tensione) nel perimetro degli asset della RTN. Tale impresa, costituita nel novembre 2008 con la denominazione di ELAT (Enel Linee Alta Tensione), ha ricevuto in conferimento le linee di distribuzione in alta tensione di Enel Distribuzione. Enel e TERNA hanno sottoscritto un contratto di compravendita della partecipazione in ELAT, perfezionato nell'aprile 2009, a seguito del quale la società è stata ridenominata TELAT e la rete acquisita è stata inclusa nell'ambito della RTN.

Nel 2010, la RTN include inoltre 949 km di linee appartenenti alla categoria 500 kV, relativi all'implementazione del progetto SAPEI di collegamento della Sardegna alla penisola italiana.

Nel dicembre 2010 è stata imputata al collegamento 400 kV a corrente continua Italia-Grecia anche la lunghezza dei collegamenti in media tensione afferenti agli elettrodi a mare, precedentemente non rilevati. Tale variazione è stata introdotta per uniformità con i criteri adottati per gli altri collegamenti in corrente continua.

Il 13 maggio 2011 l'azionista di riferimento di Terna, ovvero la Cassa depositi e prestiti, possedeva una quota azionaria pari al 29,85%; Enel e Romano Minozzi risultavano detenere, rispettivamente, il 5,1% e il 4,9% del capitale sociale, mentre il restante 60% era ripartito tra investitori istituzionali e altri azionisti.

Con riferimento al settore della distribuzione, tra le operazioni societarie rilevanti nel corso del 2010, si evidenzia la cessione dell'attività di distribuzione da Eni ad Aem Torino Distribuzione nell'ambito dell'operazione di fusione tra Iride ed Eni. Nello stesso anno Deval ha acquisito l'attività di distribuzione del Comune di Lillianes (AO), mentre il Comune di Palù del Fersina (TN) e il Comune di Tres (TN) hanno ceduto l'attività di distribuzione, rispettivamente, alle società Stet (Servizi Territoriali Est Trentino) e Set Distribuzione. I dati sulla composizione societaria degli operatori di distribuzione evidenziano la prevalenza di soci appartenenti a enti pubblici (44,6%); significativa è anche la quota di persone fisiche (33,2%), leggermente in crescita in confronto al 2009, e di società che non operano nel settore energetico (14,4%), in calo rispetto all'anno precedente.

Tavola 3.3 Natura giuridica dei soci delle imprese di distribuzione

Anno 2010

TIPOLOGIA DI SOCI	% CAPITALE SOCIALE
Enti pubblici	44,6
Persone fisiche	33,2
Società diverse	14,4
Imprese energetiche nazionali	3,3
Imprese energetiche locali	3,1
Imprese energetiche estere	0,7
Istituti finanziari nazionali	0,4
Flottante	0,3
Totale	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Tavola 3.4 Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2010

TIPOLOGIA DI RETI	Km
Alta e altissima tensione	1.447
Media tensione	376.913
Bassa tensione	826.622

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

Complessivamente, i distributori elettrici italiani che hanno risposto all'indagine svolta dall'Autorità sono 141 sui 144 presenti al 31 dicembre 2010, per un volume totale distribuito pari a 286 TWh. Enel Distribuzione è il primo operatore del Paese, con l'86,3% dei volumi distribuiti, seguito da A2A Reti Elettriche (4,0%), Acea Distribuzione (3,4%) e Aem Torino Distribuzione (1,3%). Gli altri distributori detengono quote marginali.

Tavola 3.5 Distribuzione di energia elettrica per gruppo nel 2010

Volumi distribuiti

GRUPPO	GWh	QUOTA % SU TOTALE
Enel Distribuzione	246.854	86,3%
A2A Reti Elettriche	11.507	4,0%
Acea Distribuzione	9.696	3,4%
Aem Torino Distribuzione	3.620	1,3%
Hera	2.373	0,8%
Set Distribuzione	2.196	0,8%
Agsm Distribuzione	1.812	0,6%
Aim Servizi a Rete	1.065	0,4%
Deval	932	0,3%
Azienda Energetica Reti	914	0,3%
Acegas-Aps	806	0,3%
Altri operatori	4.223	1,5%
TOTALE	285.997	100,0%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nella tavola 3.6 si riporta l'attività dei distributori suddivisa per classe di numerosità dei punti di prelievo, con i relativi volumi distribuiti, complessivi e medi per operatore. Gli operatori appartenenti alla prima classe (punti di prelievo > 500.000) sono Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione, mentre 55 distributori servono meno di 1.000 punti di prelievo.

Tavola 3.6 Attività dei distributori

Anno 2010

CLASSI DI NUMEROSITÀ DEL PUNTO DI PRELIEVO	NUMERO OPERATORI	VOLUME DISTRIBUITO (GWh)	NUMERO PUNTI DI PRELIEVO	VOLUME MEDIO PER OPERATORE (GWh)	N. PUNTI DI PRELIEVO MEDIO PER OPERATORE
> 500.000	4	271.677	34.717.825	67.919	8.679.456
100.000-500.000	6	9.032	1.128.436	1.505	188.073
50.000-100.000	2	1.436	136.702	718	68.351
20.000-50.000	9	1.836	258.597	204	28.733
5.000-20.000	23	1.392	225.662	61	9.811
1.000-5.000	42	526	92.502	13	2.202
< 1.000	55	100	22.380	2	407
TOTALE	141	285.997	36.582.104	2.028	259.448

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Tariffe di trasmissione e distribuzione

Con la delibera 10 dicembre 2010, ARG/elt 228/10, l'Autorità ha disposto l'aggiornamento annuale delle tariffe elettriche a copertura dei costi relativi alle infrastrutture di rete e di misura (servizi di trasmissione sulle reti in altissima tensione, distribuzione locale e misura). Le tariffe relative a tali servizi sono state riviste su base annuale prevedendo:

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

La tariffa media nazionale a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura per l'anno 2011 ha subito, complessivamente, una riduzione rispetto all'anno precedente pari allo 0,6%, passando da 2,281 c€/kWh a 2,267 c€/kWh.

Tavola 3.7 Tariffe medie annuali per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura

c€/kWh

	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	MISURA	TOTALE
Anno 2011	0,442	1,566	0,259	2,267
Anno 2010	0,413	1,597	0,271	2,281
Anno 2009	0,363	1,547	0,278	2,188
Differenza 2011-2010	0,029	-0,031	-0,012	-0,014
Variazione % 2011-2010	7,0%	-1,9%	-4,4%	-0,6%

Fonte: AEEG.

Continuità del servizio elettrico e qualità commerciale

L'anno 2010 ha confermato il miglioramento, già riscontrato durante gli anni 2008 e 2009, della continuità del servizio di trasmissione rispetto agli anni precedenti. Tale continuità viene comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS). Il valore di tale indicatore è diminuito da 2.372 MWh/anno nel 2009 a 2.076 MWh/anno nel 2010; le informazioni relative all'ultimo anno fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2011, ancora oggetto di verifiche da parte degli Uffici dell'Autorità.

Nel corso del 2010 si è confermata la riduzione degli incidenti rilevanti (cioè delle disalimentazioni con maggiore impatto in termini di ENS), già riscontrata nel corso del 2008 e del 2009. Si è registrato infatti un unico incidente rilevante, nel mese di novembre, che ha interessato la rete 150 kV della provincia di Caserta, in corrispondenza di una sequenza di quattro episodi di guasto in condizioni meteorologiche perturbate.

Il numero medio di interruzioni lunghe e brevi originate dalla trasmissione (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna) è rimasto sostanzialmente costante su base nazionale, risultando inferiore a una interruzione ogni due anni (0,39). Si riscontrano invece variazioni anche significative per le diverse aree territoriali, con la conferma di una migliore continuità del servizio nel Centro-Nord dell'Italia. Nel 2010 si conferma il trend di significativo

miglioramento per l'area territoriale di Cagliari e quello di importante peggioramento per l'area territoriale di Napoli.

Con riferimento al settore della distribuzione, nel 2010, come già avvenuto nel 2008 e nel 2009, la durata e il numero di interruzioni senza preavviso di durata superiore a 3 minuti hanno registrato valori maggiori in confronto ai minimi rilevati nel 2007. Si conferma comunque il netto trend di miglioramento rispetto al 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione; il miglioramento degli indicatori relativi alle interruzioni è del 60% circa per la durata media annuale e del 40% circa per il numero medio annuale (Tav. 3.8).

Tavola 3.8 Indicatori di continuità del servizio elettrico (esclusi gli incidenti rilevanti e gli interventi dei sistemi di difesa)

INDICATORI	DURATA DELLE INTERRUZIONI PER CLIENTE IN BT (minuti persi per cliente)	NUMERO DI INTERRUZIONI LUNGHE ALL'ANNO PER CLIENTE IN BT
2000	187	3,6
2001	149	3,3
2002	115	2,8
2003 ^(A)	105	2,8
2004	91	2,5
2005	80	2,4
2006	61	2,3
2007	58	2,2
2008	90	2,4
2009	78	2,4
2010	89	2,3

(A) Esclusi distacchi programmati e black-out.

Fonte: AEEG.

Analizzando in dettaglio gli indicatori relativi al 2010, si conferma il significativo impatto di eventi non attribuiti a responsabilità delle imprese distributrici, che aveva invece registrato una importante riduzione negli anni 2006 e 2007. La durata media annuale delle interruzioni senza preavviso di responsabilità delle imprese distributrici per cliente ha invece registrato il minimo storico, pari a 44 minuti a livello nazionale. Nel calcolo di tale valore sono dedotte le interruzioni eccezionali avvenute in periodi di condizioni perturbate, identificate in base a un metodo statistico, le interruzioni dovute a eventi eccezionali, a furti e ad atti di autorità pubblica. Considerando le interruzioni sulle reti di distribuzione e di trasmissione (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa), nel 2010:

- la durata media annuale delle interruzioni per cliente in bassa tensione è stata pari a 89 minuti;
- la durata media annuale delle interruzioni per cliente di responsabilità delle imprese distributrici è stata pari a circa 44 minuti a livello nazionale, 29 minuti nel Nord Italia, 46 minuti nel Centro Italia e 63 minuti nel Sud Italia;

- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe si è attestato a 2,26 interruzioni per cliente in bassa tensione;
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso brevi si è attestato a 2,79 interruzioni per cliente in bassa tensione;
- il numero medio annuale di interruzioni senza preavviso lunghe e brevi, per cliente, di responsabilità delle imprese distributrici è stato pari a 3,86 a livello nazionale, 2,31 nel Nord Italia, 3,43 nel Centro Italia e 6,30 nel Sud Italia.

La regolazione della qualità commerciale dei servizi di distribuzione ha come scopo quello di definire standard nazionali minimi e obbligatori per le prestazioni richieste dai clienti. Gli standard di qualità commerciale, applicabili a tutti i distributori, esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni e sono tesi alla tutela dei clienti e al miglioramento complessivo del sistema.

Le prestazioni sono assoggettate sin dall'1 luglio 2000 agli standard specifici e generali definiti dall'Autorità, che sono stati aggiornati nel 2004 e nel 2007 in occasione della revisione quadriennale della disciplina.

Il cliente che richiede una prestazione soggetta a standard specifico viene informato dall'impresa che eroga il servizio del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Almeno una volta all'anno, tutti i clienti del servizio di maggior tutela devono ricevere dall' esercente, attraverso la fattura commerciale, le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti dal distributore nel corso dell'anno precedente.

L'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria Indagine sulla qualità del servizio, i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni dichiarati dalle imprese e i parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa esercente al netto di cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi), il numero di indennizzi automatici pagati ai clienti nel corso dell'anno e l'ammontare degli importi.

Gli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti (escluse le cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso), in vigore sin dal secondo semestre del 2000, hanno registrato nel complesso una progressiva crescita fino al 2007, per poi iniziare a decrescere negli anni successivi. Anche per l'anno 2010 si riscontra la diminuzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico. Nel confronto con l'anno precedente, particolarmente significativo è il dimezzamento del numero dei casi di mancato rispetto; anche l'ammontare degli indennizzi effettivamente erogati ai clienti risulta essere in decremento, attestandosi al milione di euro. I dati osservati sono riconducibili a una miglior performance delle imprese che riescono a rispondere alle esigenze del cliente finale con una sempre maggiore tempestività.

Esaminando le singole prestazioni disciplinate dalla qualità commerciale, si osserva che le percentuali più alte di casi di mancato rispetto degli standard specifici registrati nell'anno 2010 sono attribuibili alle verifiche della tensione e alla fascia di puntualità per gli appuntamenti posticipati per il cliente; tali percentuali si attestano intorno al 2% del complesso delle prestazioni. L'esecuzione di lavori semplici, la riattivazione in seguito a morosità e il ripristino della fornitura dopo un guasto del gruppo di misura mostrano percentuali di mancato rispetto in diminuzione

rispetto all'anno precedente, mentre, pur registrando un lieve aumento, i valori riferiti ai preventivi per lavori semplici, attivazione e disattivazione della fornitura, verifica del gruppo di misura continuano a essere estremamente contenuti.

Per quanto riguarda i tempi medi effettivi di esecuzione delle prestazioni registrati nel 2010, si può osservare che, per tutte le tipologie di prestazioni, i tempi medi effettivi risultano essere migliori dello standard di tempestività definito. Per quasi tutte le prestazioni i tempi effettivi medi sono pari a circa metà dello standard fissato dall'Autorità. La riduzione dei tempi per le prestazioni che registrano le performance migliori (per esempio, attivazione e disattivazione della fornitura, riattivazione per morosità) è uno dei benefici indotti dalla diffusione dei contatori elettronici e dei sistemi di telegestione, al contrario delle prestazioni legate alle verifiche tecniche (verifica della tensione di alimentazione e verifica del gruppo di misura) o all'esecuzione di lavori, che necessitano di interventi in sito e che registrano tempi medi effettivi più elevati.

Per assicurare coerenza con le disposizioni previste dal Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale, che prevede che il venditore sia l'interfaccia unica del *customer care* per i clienti finali, dall'1 luglio 2009 sono in vigore due nuovi standard specifici in capo ai distributori per la messa a disposizione dei dati tecnici richiesti dai venditori (richiesta di dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura e richiesta di altri dati tecnici). Le prestazioni hanno standard specifici differenziati a seconda che la richiesta del venditore riguardi la lettura del gruppo di misura o altri dati tecnici. In caso di non rispetto dello standard per cause non imputabili a forza maggiore oppure a terzi, è previsto un indennizzo automatico che il distributore deve versare al venditore. I tempi medi effettivi registrati nel 2010 sono inferiori agli standard fissati e il numero di indennizzi corrisposti risulta essere estremamente contenuto rispetto al complesso delle richieste di dati.

Bilanciamento

L'1 gennaio 2010 ha preso avvio una riforma organica del mercato elettrico che si svilupperà per fasi, secondo i principi generali fissati dalla legge n. 2/09. Nel 2010 è stata attuata una prima fase della riforma, che prevede, oltre alla costituzione del mercato infragiornaliero (MI), una revisione dell'architettura del Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) tramite l'adozione di modelli di rete e algoritmi maggiormente efficienti ed efficaci per la selezione delle offerte sul mercato e l'adozione di una nuova struttura dell'offerta che rifletta più fedelmente la struttura dei costi di esercizio degli impianti, in funzione dei differenti servizi resi a Terna (riserva secondaria o altri servizi). La riforma ha inoltre previsto l'articolazione del MSD in molteplici sessioni per consentire ai produttori di adeguare le offerte degli impianti all'approssimarsi del tempo reale, a fronte di variazioni dei parametri tecnici, dei rischi e dei costi di esercizio³.

L'1 gennaio 2011 è stata avviata una seconda fase della riforma del mercato elettrico, caratterizzata dall'integrazione del Mercato infragiornaliero (MI) con il MSD, tramite il coordinamento delle sessioni in cui si articola il MI con le sottofasi e le sessioni in cui si articola il MSD, al fine di ampliare ulteriormente le opportunità di aggiustamento dei programmi di produzione e consumo prima della consegna. Sono stati inoltre introdotti alcuni miglioramenti a livello dell'architettura del MSD, attraverso l'articolazione della fase di programmazione in diverse sottofasi per selezionare le offerte quanto più possibile in prossimità del tempo reale; ciò al fine di minimizzare gli errori di previsione e, conseguentemente, l'ammontare di risorse approvvigionate sul MSD, nell'ottica di ridurre l'onere netto di approvvigionamento delle risorse per il

³ Si veda anche il paragrafo *La struttura del mercato elettrico*.

dispacciamento. Il perfezionamento dell'architettura del MSD è avvenuto anche attraverso l'introduzione di un corrispettivo di avviamento, così da riflettere ancora più fedelmente la struttura dei costi di esercizio degli impianti termoelettrici.

In tema di bilanciamento, si segnala anche che, con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/elt 231/10, l'Autorità ha fissato pari allo 0,75% il valore per l'anno 2011 della franchigia all'interno della quale lo sbilanciamento effettivo delle unità di consumo viene valorizzato al prezzo del Mercato del giorno prima anziché al prezzo di sbilanciamento. Tale franchigia, introdotta sin dalle prime fasi di apertura del mercato elettrico alla partecipazione attiva della domanda, ha successivamente accompagnato il suo sviluppo verso la condizione di regime che ne prevede l'annullamento.

Le disposizioni introdotte per il dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete dagli impianti eolici sono descritte nel rapporto dello scorso anno e, nel presente rapporto, nella sezione relativa alle attività svolte dell'Autorità in tema di sviluppo delle fonti rinnovabili, della generazione distribuita e della cogenerazione ad alto rendimento.

3.1.3 Regolamentazione dell'*unbundling*

Nell'anno 2010 il segmento della distribuzione di energia elettrica risulta caratterizzato dalla presenza di 144 operatori, di cui soltanto 10 alimentano più di 100.000 clienti e sono quindi soggetti all'obbligo di separazione societaria previsto dalla normativa europea.

Con la delibera 31 agosto 2010, ARG/com 133/10, l'Autorità ha avviato il procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di procedure di certificazione delle imprese che agiscono in qualità di gestore di un sistema di trasporto o di trasmissione, ai sensi delle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE, nonché dei regolamenti (CE) 714/2009 e (CE) 715/2009.

Con il documento per la consultazione 22 novembre 2010, DCO 41/10, l'Autorità ha illustrato i presupposti dell'intervento regolatorio, le principali problematiche e i primi orientamenti relativamente alle modalità applicative della disciplina della procedura di certificazione. In particolare, nelle more della legge nazionale di recepimento del Terzo pacchetto energia, tenendo presente i differenti modelli di separazione attualmente applicabili ai soggetti che svolgono in Italia l'attività di trasmissione dell'energia elettrica e di trasporto del gas naturale, sono stati posti in consultazione i primi orientamenti in relazione:

- alla procedura di certificazione del modello di separazione proprietaria, destinata a essere applicata agli operatori per cui sono già state espresse indicazioni di separazione proprietaria;
- alla procedura di certificazione del modello del gestore di rete indipendente, che prevede una regolazione molto più invasiva, per le rimanenti realtà;
- agli obblighi ricadenti sui soggetti proprietari di rete nel caso in cui la rete stessa sia gestita da un soggetto diverso dal proprietario già certificato secondo il modello della separazione proprietaria.

Inoltre, in ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato, l'Autorità ha introdotto modifiche e integrazioni alla disciplina di *unbundling* per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas.

Le modifiche apportate hanno riguardato principalmente i seguenti aspetti:

- previsione di un limite temporale, non originariamente contemplato dal TIU, all'azione del gestore indipendente preposto alla separazione funzionale delle attività di rete nei settori elettrico e del gas;
- esclusione dell'attività di misura nei settori elettrico e del gas dagli obblighi di separazione funzionale;
- previsione che nell'organico del gestore indipendente, preposto alla separazione funzionale delle attività di rete del settore elettrico e del gas, possa essere incluso, oltre agli amministratori, solo personale con funzioni dirigenziali apicali;
- eliminazione dell'obbligo, posto a carico del gestore indipendente, di segnalare all'Autorità decisioni assunte nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata, contrarie alla finalità della separazione funzionale.

La delibera ARG/com 57/10 ha altresì previsto, in osservanza delle direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE, la possibilità di costituire un gestore di sistema combinato che nel settore elettrico comprenda la trasmissione e la distribuzione.

In aggiunta a quanto sopra, è stata infine modificata la disciplina dettata dalla delibera n. 11/07, al fine di recepire le sentenze del TAR Lombardia del 19 marzo 2009 che hanno annullato la delibera 23 settembre 2008, ARG/com 132/08; essa definiva le Linee guida per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di separazione funzionale da parte del gestore indipendente. Di conseguenza, il programma di adempimenti predisposto dalle imprese non dovrà essere redatto secondo le Linee guida dettate dall'Autorità.

3.2 Concorrenza

3.2.1 Descrizione del mercato all'ingrosso

Nel corso del 2010, dopo la forte contrazione dell'anno precedente, la domanda di energia elettrica è tornata a crescere, in concomitanza con una moderata ripresa dell'economia italiana. Secondo i dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2010 la domanda di energia elettrica è stata pari a 326,2 TWh, in aumento dell'1,8% rispetto al 2009. La domanda relativa al 2010 è comunque ancora molto inferiore in confronto a quella registrata nel periodo precedente la crisi, risultando più bassa di circa 13 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 56,4 GW.

La produzione nazionale netta ha fatto registrare un incremento dell'1,9%, mentre le importazioni nette dall'estero, pari a 43,9 TWh, sono risultate in diminuzione del 2,3% rispetto all'anno precedente, in ragione di una riduzione dell'energia ricevuta dall'estero.

Tavola 3.9 Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2010

GWh

	2009	2010 ^(A)	VARIAZ. %
Produzione lorda	292.642	298.208	1,9%
Servizi ausiliari	11.535	11.677	1,2%
Produzione netta	281.107	286.531	1,9%
Ricevuta da fornitori esteri	47.071	45.761	-2,8%
Ceduta a clienti esteri	2.111	1.817	-13,9%
Destinata ai pompaggi	5.798	4.310	-25,7%
Disponibilità per il consumo	320.268	326.165	1,8%
Perdite	20.353	20.665	1,5%
Consumi al netto delle perdite	299.915	305.500	1,9%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

La produzione termoelettrica netta nel 2010 è aumentata dell'1,1% rispetto all'anno precedente, risultando pari a 218,4 TWh. La produzione da gas naturale, in particolare, è cresciuta del 4,4%, attestandosi a 149,3 TWh. Per contro, si è registrata una forte riduzione dell'energia da prodotti petroliferi (-33,0%), pari nel 2010 a 9,6 TWh.

Con riferimento alle fonti rinnovabili, l'energia eolica è significativamente aumentata rispetto al 2009, risultando pari a 8,4 TWh (+29,1%), mentre l'energia fotovoltaica si è attestata a 1,6 TWh. Un incremento molto più moderato ha invece riguardato l'energia da fonte idrica (+0,6%).

Il saldo estero per il 2010, in base ai dati provvisori di esercizio di Terna, è ammontato a 43,9 TWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 45,8 TWh (-2,8% sul 2009), e le esportazioni, pari a 1,8 TWh (-13,9% sul 2009). Nel 2010 esso ha garantito la copertura del fabbisogno nella misura del 13,5%.

La riduzione delle importazioni nel 2010 è legata a una forte contrazione dell'energia proveniente dalla Svizzera (-1,9 TWh) e, in misura molto inferiore, dalla Francia (-265 GWh); al contrario, nel corso dell'anno sono aumentate le importazioni dalla Slovenia (+703 GWh). Per quanto riguarda le esportazioni, la diminuzione dei flussi di energia ha riguardato gli scambi con la Grecia (-222 GWh) e con la Francia (-126 GWh).

In termini di energia elettrica netta generata, la quota di mercato del gruppo Enel risulta essersi ridotta dal 29,8% del 2009 al 27,9% del 2010. Tra i quattro principali concorrenti, Edison (11,0%) ed Eni (10,0%) hanno sostanzialmente mantenuto la loro quota di mercato, mentre E.On (5,7%) ed Edipower (5,5%) hanno riportato una riduzione delle loro quote, a vantaggio di altri operatori di medie dimensioni o dei produttori di dimensione inferiore.

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 2010 assume un valore pari a 1.119, rispetto al valore di 1.240 del 2009.

Tavola 3.10 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	48,9

(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 2010 risulta pari a 106.938 MW, mentre la capacità netta disponibile (per almeno il 50% delle ore) risulta pari a 91.074 MW.

Con riferimento alla capacità netta installata, gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono cinque: Enel (37,2%), Edipower (7,6%), Edison (7,0%), Eni (5,9%) ed E.On (5,2%). La percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori è del 51,8%. L'indice HHI relativo alla capacità netta installata evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato rispetto al 2009; infatti, il valore relativo al 2010 è pari a 1.595, mentre era uguale a 1.819 nell'anno precedente.

Anche 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 (40,7%), Edison (8,2%), Edipower (8,0%), Eni (6,4%) ed E.On (5,8%). Sulla base di questi dati, la percentuale di capacità detenuta dai primi tre operatori risulta pari al 56,8%. L'indice HHI relativo alla capacità netta disponibile con riferimento al 2010 è pari a 1.910, in calo rispetto al valore del 2009 (2.089).

La struttura del mercato elettrico

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.

Il Mercato a pronti dell'energia (MPE) è composto dal Mercato del giorno prima (MGP), che ha per oggetto la contrattazione di energia tramite offerte di vendita e di acquisto per il giorno successivo, dal Mercato infragiornaliero (MI), che consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto e le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sul MGP, e dal Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), in cui Terna (TSO) si approvvigiona 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.

Il MI, in particolare, è stato istituito con legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è divenuto operativo nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). Per tutto il 2010 il MI si è articolato in due sessioni (MI1 e MI2), con orari di chiusura diversi e in successione, alle quali se ne sono aggiunte altre due da gennaio 2011, con termine delle contrattazioni nel giorno di consegna.

La stessa legge 28 gennaio 2009, n. 2 ha apportato delle modifiche al MSD, operative dall'1 gennaio 2010. Secondo gli indirizzi contenuti nell'art. 5 del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, le modifiche apportate prevedono che tale mercato continui a essere distinto in due fasi, una di programmazione e una di bilanciamento (MB), e introducono le seguenti novità:

- la possibilità all'interno di ogni sessione di specificare un prezzo diverso per ognuno dei servizi offerti (riserva di potenza, risoluzione delle congestioni e bilanciamento in tempo reale);
- la suddivisioni del MB in 5 sessioni consecutive nello stesso giorno cui le offerte fanno riferimento; nella prima vengono considerate le offerte presentate dagli operatori nella fase di programmazione del MSD, nelle 4 sessioni successive gli operatori hanno la possibilità di aggiustare le loro posizioni sul mercato fino a un'ora e mezza prima della prima ora che può essere negoziata.

Il 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. L'opzione di consegna fisica è esercitabile il terzo giorno di borsa aperta antecedente il mese di consegna con riferimento alla posizione che l'operatore ha maturato su IDEX per il mese successivo.

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 2010 si è registrato un aumento del numero degli operatori iscritti ai mercati elettrici del GME rispetto all'anno precedente, raggiungendo il nuovo massimo di 202 (+41 rispetto al 2009). La partecipazione è cresciuta, in particolare, nel MGP, dove gli operatori attivi sono risultati 134 (+18), e nel MI, in cui sono state presentate offerte da parte di 69 operatori (+16).

In lieve ripresa risulta la partecipazione su MSD, con 23 operatori (+3), e sulla Piattaforma di registrazione delle contrattazioni a termine (PCE), in cui la crescita (+7) ha rappresentato un'inversione rispetto alla tendenza negativa seguita nei due anni precedenti e ha portato il numero di operatori attivi a 95. Stabile appare soltanto la partecipazione al MTE, in cui il numero degli operatori attivi si è confermato sui livelli del 2009 (15 contro 16).

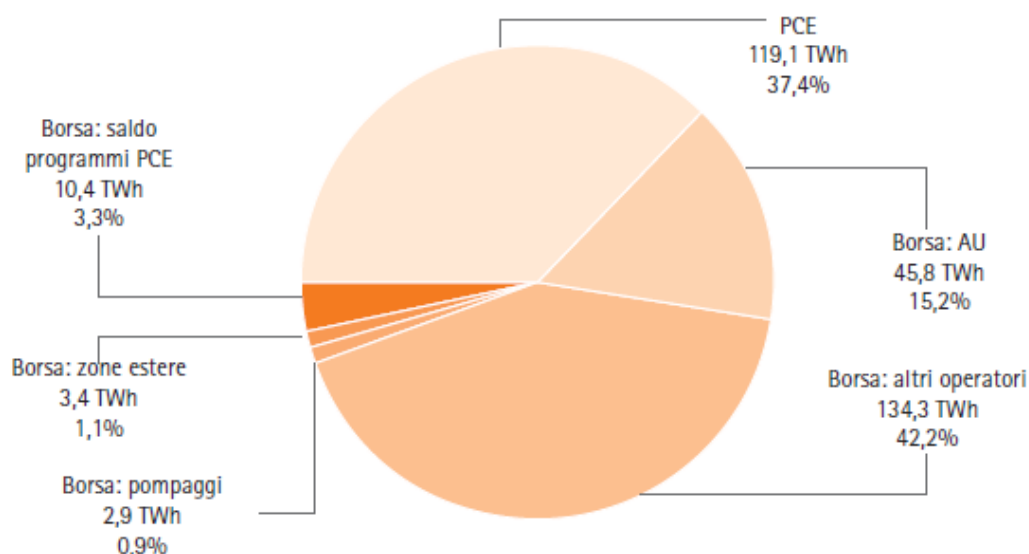
Il Mercato del giorno prima

Nel 2010 la domanda di energia elettrica nel Sistema Italia è stata pari a 318,6 TWh, in aumento dell'1,6% rispetto al 2009. La domanda nazionale è cresciuta del 2,5%, in ragione di un forte aumento nelle zone Centro-Sud (+15,3%) e Centro-Nord (+7,3%). In controtendenza, la domanda in Sardegna si è invece ridotta del 3,1%. In calo, se paragonata al 2009, risulta anche la domanda estera (-3,1%).

Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 199,5 TWh, in diminuzione del 6,4% rispetto all'anno precedente; la liquidità del mercato si è pertanto attestata al 62,6%, inferiore di oltre cinque punti percentuali rispetto al 2009. Alla riduzione della domanda di borsa ha contribuito la contrazione degli acquisti effettuati dall'Acquirente unico (-31,4%) e, in secondo luogo, dall'estero (-10,6%).

La domanda sottostante i contratti bilaterali, al contrario, ha registrato un incremento di poco inferiore a 19 TWh (+18,6%), a seguito di un forte aumento della domanda espressa dall'Acquirente unico (+72,6%), che ha visto passare gli acquisti fatti sul MGP dal 7,4% del proprio portafoglio nel 2009 al 54% nel 2010. In particolare, l'Acquirente unico ha ridotto gli acquisti in borsa coperti dal rischio prezzo attraverso contratti differenziali e ha aumentato la quota di contratti bilaterali. Più moderata risulta la crescita della domanda da parte degli altri operatori nazionali (+13,5%).

Figura 3.2 Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2010



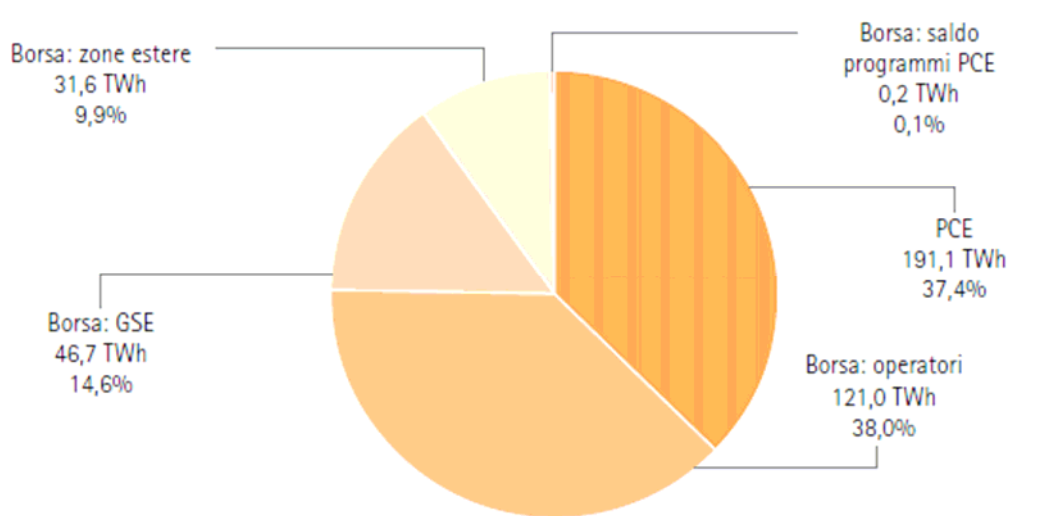
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

L'andamento dei volumi offerti in borsa evidenzia un calo del 7,8% delle offerte degli operatori nazionali rispetto al 2009, risultando queste pari a 121,0 TWh. In aumento risultano invece le offerte del Gestore dei servizi energetici (GSE)⁴ (+2,9%) e quelle delle zone estere (+1,3%). Con

⁴ Il GSE (Gestore dei servizi energetici Spa) è un'impresa a capitale pubblico (Ministero dell'economia) che si occupa di promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Controlla al 100% le società Acquirente unico (AU) e Gestore dei mercati energetici (GME).

riferimento alla PCE, un forte aumento dell'offerta nazionale (+18,0%) ha più che bilanciato una riduzione dell'offerta estera (-10,4%).

Figura 3.3 Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2010

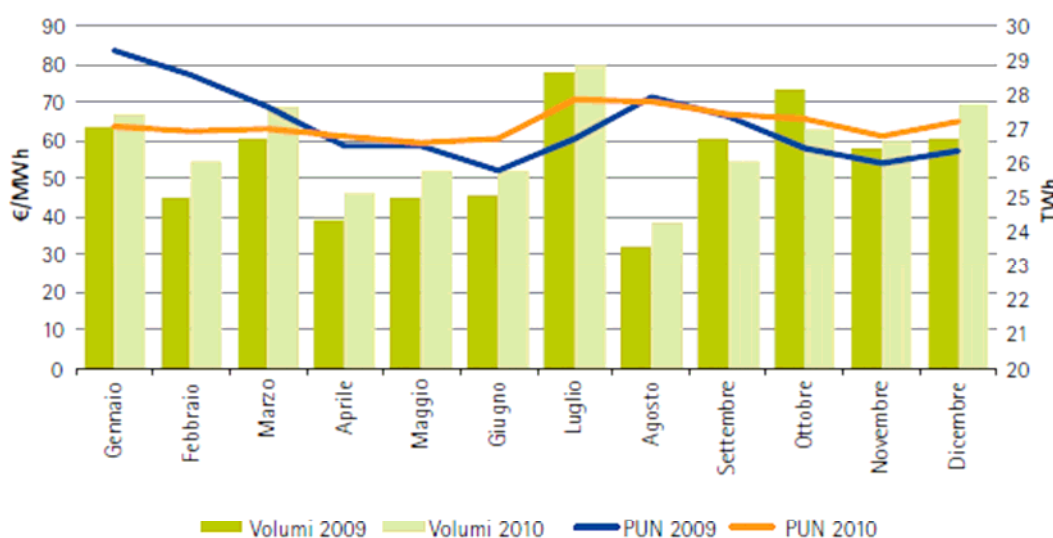


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La borsa elettrica italiana ha registrato per il 2010 un prezzo medio di acquisto dell'energia pari a 64,12 €/MWh, in leggero aumento rispetto all'anno precedente (+0,6%). Molto differenziata risulta la variazione del PUN in confronto al 2009 in relazione alla tipologia di ore; mentre il prezzo medio di acquisto è aumentato nelle ore fuori picco del 7,4%, nelle ore di picco è diminuito del 7,6%. Il prezzo medio mensile più elevato è stato registrato nel mese di luglio, quando ha raggiunto i 70,90 €/MWh, in corrispondenza del picco di domanda (28,8 TWh).

Figura 3.4 Andamento del Prezzo unico nazionale nel 2010

€/MWh; TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

L'indice di concentrazione 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 1.345), mentre più critica risulta la situazione in Sicilia (HHI medio pari a 3.596) e in Sardegna (HHI medio pari a 3.647).

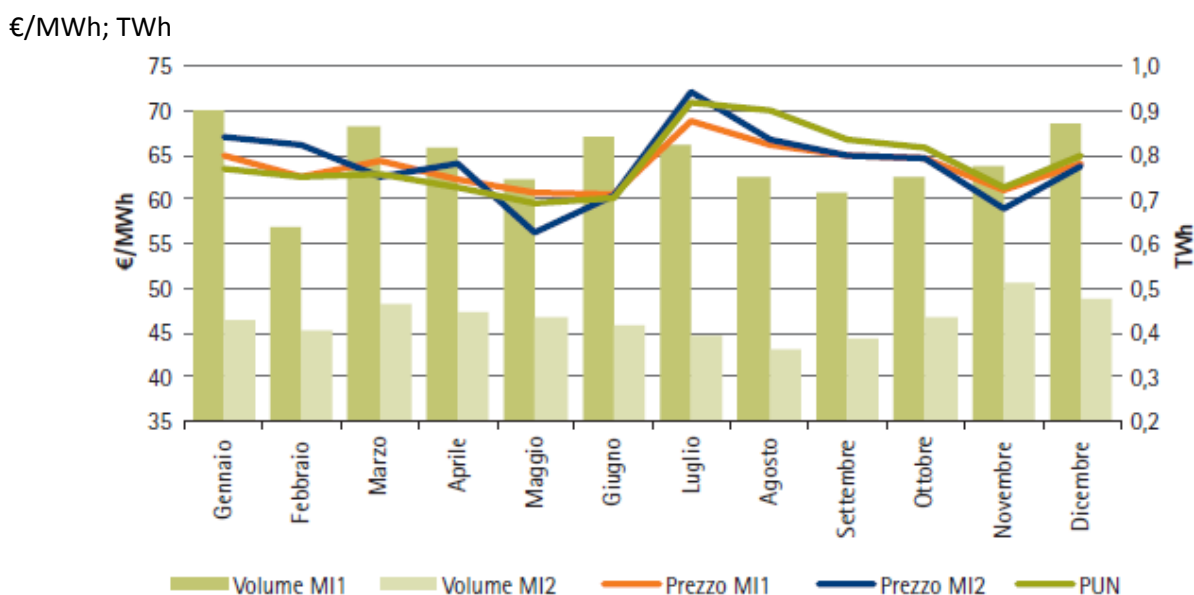
L'indice di operatore marginale⁵ a livello di Sistema Italia, calcolato con riferimento ai volumi, mostra una significativa riduzione rispetto al 2009; mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati sui quali il primo operatore ha fissato il prezzo è stata mediamente del 28% circa nel 2009, tale quota è scesa al 22% circa nel 2010. A livello zonale, le condizioni di maggiore criticità si evidenziano anche in questo caso in Sicilia (indicatore in media pari al 54% circa) e in Sardegna (indicatore in media pari al 37% circa).

Mercato infragiornaliero

Nel corso del 2010 nel MI sono stati scambiati complessivamente 14,6 TWh di energia, di cui 9,5 TWh nel MI1 e 5,1 TWh nel MI2. Il prezzo medio di acquisto nel MI1 è risultato pari a 63,69 €/MWh, quello nel MI2 a 63,66 €/MWh.

A livello zonale, tanto nel MI1 quanto nel MI2 il prezzo medio massimo è stato registrato in Sicilia (rispettivamente 84,79 €/MWh e 81,89 €/MWh), quello più basso nella macrozona Sud (rispettivamente 57,37 €/MWh e 57,06 €/MWh).

Figura 3.5 Andamento dei prezzi medi e delle quantità sul MI nel 2010



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

⁵ 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

Il MSD restituisce due esiti distinti, rispettivamente relativi al MSD *ex ante*, nel quale Terna accetta offerte a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva, e al MSD *ex post*, nel quale Terna accetta offerte nel tempo reale, ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi.

Dati ufficiali relativi al 2010 sono disponibili con riferimento al MSD *ex ante*. Gli acquisti a salire sono risultati pari a 7,0 TWh, in diminuzione del 44,4% rispetto al 2009. Un picco negli acquisti è stato registrato nel mese di luglio, quando essi hanno raggiunto 1,5 TWh di energia. Le quantità scambiate a scendere sono invece state pari a 14,8 TWh, in leggero aumento in confronto all'anno precedente (+1,0%). Il punto di massimo è stato toccato nel mese di maggio (2,0 TWh).

Contrattazione in Borsa e contrattazione bilaterale

Nel corso del 2010 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 119,1 TWh, in aumento di circa 19 TWh rispetto all'anno precedente, rappresentando il 37,4% dell'energia complessivamente scambiata (contro il 32,0% nel 2009).

Tavola 3.11 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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

L'incremento dei volumi relativi alle contrattazioni bilaterali è riconducibile ad un aumento degli scambi da parte dell'Acquirente unico (+17,6 TWh) e degli altri operatori nazionali (+10,4 TWh).

Tavola 3.12 Contratti bilaterali sul MGP nel 2010

TWh

CONTRATTI	2009	2010
Contratti bilaterali	100,4	119,1
Nazionali	101,1	129,1
<i>di cui Acquirente Unico</i>	24,2	41,8
<i>di cui altri operatori</i>	76,8	87,2
Esteri	0,4	0,4
Saldo programmi PCE ^(A)	-1,1	-10,4

(B) 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 ed in prelievo).

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Il grado di integrazione del mercato italiano nel contesto europeo

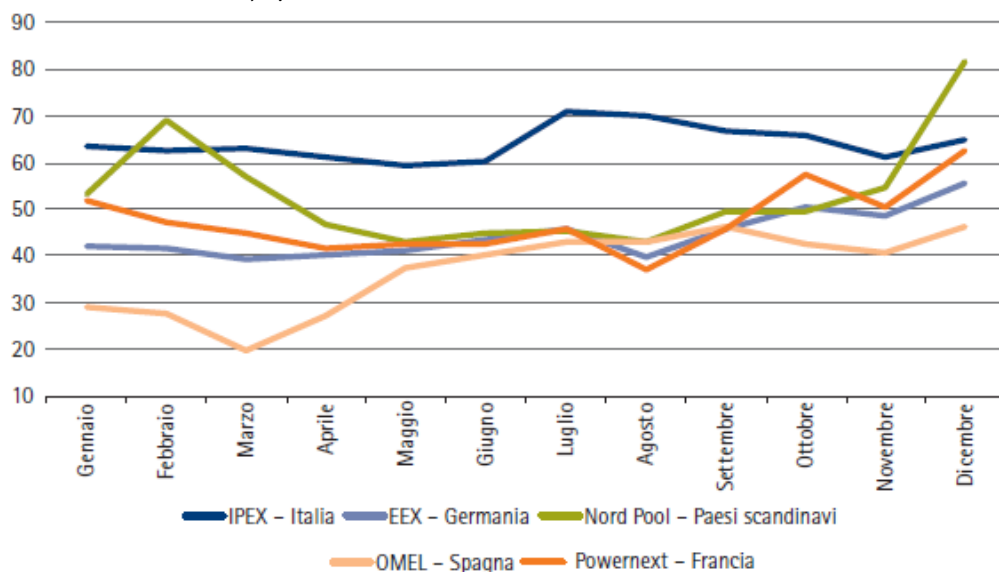
Nel corso del 2010 l'andamento dei prezzi nelle principali borse elettriche europee è risultato alquanto diversificato. Il prezzo medio annuale è infatti fortemente aumentato su Nordpool (+51,5%) e in modo rilevante anche su EEX (+14,5%) e Powernext (+10,4%), mentre i prezzi su IPEX e su Omel hanno subito variazioni molto più contenute (rispettivamente +0,6% e +0,1%).

Con riferimento a Nordpool, in particolare, sono stati registrati due picchi significativi di prezzo a febbraio (68,92 €/MWh) e soprattutto a dicembre (81,65 €/MWh), in ragione delle dinamiche legate alle temperature e alla scarsa disponibilità di produzione idroelettrica.

Il trend rialzista nella borsa tedesca e nella borsa francese si è invece accentuato soprattutto nell'ultimo trimestre dell'anno, quando le tensioni registrate su Powernext sembrano aver sostenuto i prezzi di tutte le borse limitrofe. Tali tensioni sono state originate da una robusta accelerazione della richiesta di energia elettrica sulla rete, soprattutto nelle ore di picco, che ha messo in evidenza problemi di adeguatezza del parco di generazione francese.

Nonostante queste dinamiche, il prezzo medio sulla borsa italiana continua a rimanere più elevato in confronto a quello delle altre borse, con un differenziale che supera i 27 €/MWh rispetto a Omel, divenuta la borsa con il prezzo medio annuale inferiore, e gli 11 €/MWh rispetto a Nordpool. Nel 2010 il differenziale tra il prezzo italiano e quello francese e tedesco è invece risultato pari rispettivamente a 16,62 €/MWh e 19,63 €/MWh.

Confrontando il prezzo medio italiano con quello medio delle borse europee nel 2010, si registra una contrazione del differenziale di prezzo, sceso al minimo storico di 19,03 €/MWh (-20,2% rispetto al 2009). Tale differenziale risulta inferiore nelle ore fuori picco nei giorni lavorativi (13,71 €/MWh, -6,2%), mentre risulta significativamente più elevato nelle ore di picco (20,72 €/MWh, -30,7%) e, soprattutto, nei giorni festivi (23,24 €/MWh, -15,4%).

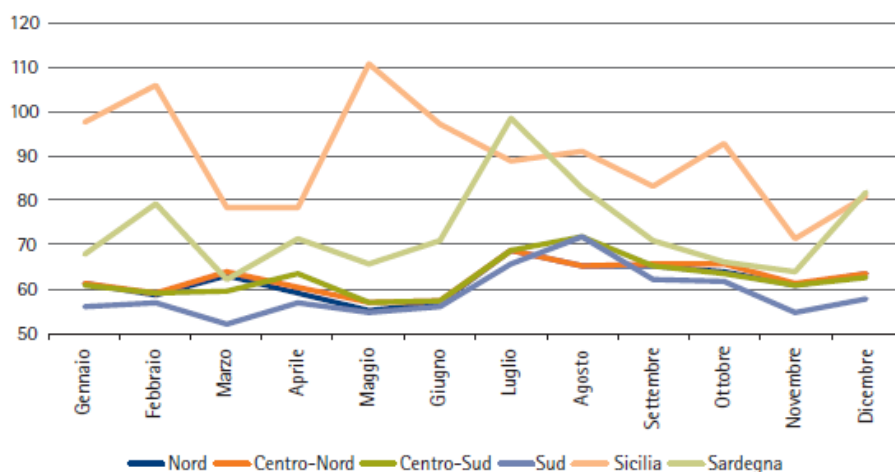
Figura 3.6 Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2010Valori medi *baseload*; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

A livello nazionale, con riferimento ai prezzi medi di vendita, nel 2010 si è registrato un incremento dello *spread* tra prezzo massimo e prezzo minimo zonale rispetto al 2009. Lo *spread*, in particolare, è risultato pari a 30,71 €/MWh, come differenza tra il prezzo medio registrato in Sicilia (89,71 €/MWh) e quello nella macrozona Sud (59,00 €/MWh); nel 2009 lo *spread*, calcolato considerando le stesse due macrozone, era risultato pari a 28,60 €/MWh. Analizzando le variazioni tendenziali su base annuale, emerge una rilevante riduzione del prezzo medio in Sardegna (-10,4%), mentre gli aumenti maggiori, seppure relativamente contenuti, si sono registrati nella macrozona Nord (+1,9%) e in Sicilia (+1,8%). Nell'isola picchi significativi di prezzo si sono verificati in febbraio (106,14 €/MWh) e, soprattutto, in maggio (110,70 €/MWh).

Figura 3.7 Andamento mensile dei prezzi zionali italiani nel 2010

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati 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 sul MGP.

Le transazioni registrate nel 2010 relative a contratti bilaterali hanno riguardato 235,0 TWh (+35,9% rispetto all'anno precedente). Gli operatori hanno registrato prevalentemente contratti non standard (57,1%), i cui volumi sono cresciuti del 15,0% rispetto al 2009. Molto più accentuato è risultato, tuttavia, l'aumento dei volumi scambiati tramite contratti standard (+80,1%), in gran parte *baseload* (73,0 TWh) e, in quota inferiore, *peakload* (16,7 TWh) e *off peak* (10,4 TWh).

Mercati a termine dell'energia

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

Sul 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 2010 sono stati scambiati contratti per 2.366 MW (corrispondenti a 6,3 TWh di energia). I volumi relativi a contratti *peakload*, in particolare, sono risultati pari a 1.220 MW; più della metà di questi contratti ha avuto durata mensile.

Tavola 3.13 Volumi scambiati sul Mercato a termine

MW

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	365	637
Trimestrali	320	303
Annuali	461	280
TOTALE	1.146	1.220

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Nel corso del 2010, i volumi contrattati su IDEX sono risultati pari a 15,4 TWh, in buona parte relativi a contratti annuali (9,8 TWh). I volumi scambiati relativi a contratti mensili e trimestrali sono invece risultati pari rispettivamente a 2,5 TWh e 3,1 TWh.

Rispetto al 2009 si è registrato un forte aumento degli scambi di contratti mensili (+35,4%), a scapito degli scambi di contratti annuali (-9,9%).

Le operazioni di concentrazione nel settore dell'energia elettrica nel 2010

Nel 2010 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:

- la fusione per incorporazione di Enìa S.p.A. in Iride S.p.A., con cambio di denominazione in IREN S.p.A., gruppo *multiutility* attivo nei mercati dell'energia elettrica e del gas naturale e nel settore del teleriscaldamento;
- la cessione da parte di Enel Produzione a SE Hydropower di alcuni impianti di produzione di energia idroelettrica, cui ha corrisposto la contestuale creazione di una *joint venture*, denominata SE Hydropower srl, tra Enel Produzione e la Società Elettrica Altoatesina S.p.A. (SEL), che opera nella generazione idroelettrica nella provincia di Bolzano. La *joint venture*, di cui Enel Produzione e SEL possiedono rispettivamente quote di partecipazione pari al 40% e al 60% del capitale, gestisce tutte le 12 concessioni di grande derivazione idroelettrica nel territorio della provincia di Bolzano conferite da Enel Produzione: Bressanone, Lappago, Molini di Tures, Rio Punteria, Cardano, Ponte Gardena, S. Antonio, Sarentino, Lana, S. Valburga, Pracomune e San Pancrazio. L'accordo prevede, inoltre, l'acquisizione da parte di SE Hydropower del ramo di azienda relativo alle concessioni di piccola derivazione idroelettrica di cui Enel Produzione è titolare nella provincia di Bolzano;
- l'operazione di incorporazione di A2A Produzione da parte di A2A;
- l'acquisizione da parte dei E.On Climate & Renewables Italia dei seguenti parchi eolici: Parco Eolico Marco Aurelio Severino, Parco Eolico Iardino, Parco Eolico Monte Cute, Parco Eolico Piano di Corda e Parco Eolico Serra Pelata;
- l'operazione di incorporazione di Cofely Energia da parte di Cofely Italia.

Attività dell'Autorità in tema di sviluppo delle fonti rinnovabili, della generazione distribuita e della cogenerazione ad alto rendimento

In tema di sviluppo delle fonti rinnovabili, nel corso del 2010 sono stati adottati dall'Autorità numerosi provvedimenti, volti a introdurre un sistema di incentivazione per le *smart grids*, a razionalizzare le procedure di connessione alle reti degli impianti di produzione, ad ottimizzare il dispacciamento degli impianti eolici, a stabilire le modalità di erogazione delle incentivazioni per gli impianti fotovoltaici e a definire le condizioni per il controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili.

In tema di *smart grids*, con l'Allegato A alla delibera 29 dicembre 2007, n. 348/07, Testo integrato trasmissione (TIT), 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'ambito del Pacchetto clima e ambiente 20-20-20.

Tenuto conto dell'atteso e consistente sviluppo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili nei prossimi anni, si è 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 per

promuovere l'introduzione di tecnologie innovative che possano integrare in modo intelligente il comportamento e le azioni di tutti gli utenti connessi con la rete stessa (generatori, consumatori finali e punti misti), nonché 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 la procedura e i criteri di selezione degli investimenti relativi alle *smart grids*, prima con la delibera 25 marzo 2010, ARG/elt 39/10, modificata e integrata dalla delibera 24 settembre 2010, ARG/elt 148/10, e successivamente con la delibera 2 novembre 2010, ARG/elt 191/10.

Coerentemente con quanto previsto dalla procedura, le imprese che hanno presentato istanza per l'ammissione al trattamento incentivante sono state valutate tramite relazioni tecniche indipendenti, redatte da esperti individuati dagli Uffici dell'Autorità. Tale relazione, contenente una valutazione dell'efficacia e della congruità del progetto proposto, è stata stilata sulla base sia dei requisiti previsti dalla delibera ARG/elt 39/10, sia delle Linee guida precedentemente individuate con la determinazione 27 ottobre 2010, n. 7/10. In particolare, i progetti sono stati valutati tenendo conto del rapporto fra i benefici legati all'implementazione del progetto pilota e il costo degli investimenti in *smart grids*. Partendo dalle risultanze delle relazioni tecniche indipendenti e da contestuali approfondimenti finalizzati all'armonizzazione delle valutazioni, con la delibera 8 febbraio 2011, ARG/elt 12/11, l'Autorità ha pubblicato una graduatoria delle istanze e ha ammesso al trattamento incentivante 8 progetti su 9, lasciando la possibilità alla società esclusa di riformulare il progetto per una successiva valutazione.

Per quanto concerne la connessione alle reti degli impianti di produzione, con la delibera 4 agosto 2010, ARG/elt 125/10, l'Autorità ha aggiornato il Testo integrato delle connessioni attive (TICA), introducendo nuovi elementi regolatori per:

- la definizione di interventi finalizzati a evitare l'occupazione della capacità di trasporto sulla rete nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica;
- l'analisi più puntuale delle procedure che prima non trovavano regolazione nel TICA, in particolare il dettaglio procedurale relativo al coordinamento tra gestori di rete;
- la definizione e la razionalizzazione delle procedure che, pur non essendo direttamente correlate alla connessione tecnica di un impianto di produzione di energia elettrica con la rete, sono necessarie affinché la connessione possa essere attivata. In particolare, è stato introdotto un vero e proprio "pannello di controllo" unico, realizzato e gestito da Terna nell'ambito del progetto per il sistema Gestione anagrafiche uniche degli impianti (GAUDì) di produzione di energia elettrica;
- la definizione di principi finalizzati a garantire uno sviluppo più razionale del sistema elettrico, per promuovere l'accesso alla rete degli impianti di produzione di energia elettrica realizzati e di futura realizzazione.

Gli interventi più rilevanti sono quelli finalizzati a evitare l'occupazione della capacità di trasporto sulla rete nei casi in cui all'accettazione del preventivo non faccia seguito la concreta realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica. Infatti, il fenomeno della prenotazione della capacità di rete in assenza dell'effettiva realizzazione degli impianti di produzione, più volte segnalato dall'Autorità negli ultimi anni, costituisce una vera e propria barriera all'ingresso di nuovi operatori che, in alcuni casi, realizzano gli impianti di produzione ma non riescono a ottenere la connessione in tempi rapidi anche se la rete è satura solo "virtualmente".

Al riguardo, prima dell'approvazione della delibera ARG/elt 125/10, con il documento per la consultazione 25 maggio 2010, DCO 15/10, l'Autorità aveva proposto due linee di intervento tra loro alternative, una delle quali consistente nella definizione di una garanzia (deposito cauzionale o fideiussione bancaria) da presentare al gestore di rete, in aggiunta al versamento dei corrispettivi per la richiesta del preventivo e per la realizzazione della connessione. Tale proposta, nel corso della consultazione dell'Autorità, è stata ritenuta preferibile dalla quasi totalità dei produttori e dei gestori di rete intervenuti, in quanto di più semplice e immediata applicazione, vista anche l'urgenza degli interventi prospettati.

L'Autorità, quindi, con la delibera ARG/elt 125/10, partendo dalla proposta contenuta nel documento per la consultazione, ha definito un corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, correlato alla durata del periodo di prenotazione, da rendere disponibile al gestore di rete con cadenza annuale sotto forma di fideiussione bancaria o di deposito cauzionale.

Tuttavia, tali interventi sono stati recentemente resi inefficaci con la sospensione delle relative parti della delibera ARG/elt 125/10, disposta dal TAR Lombardia in sede cautelare. A seguito della sospensione prevista dal TAR Lombardia, l'Autorità, con la delibera 2 febbraio 2011, ARG/elt 9/11, ha previsto di sospendere l'efficacia del corrispettivo a garanzia della prenotazione della capacità di rete, per tutti i soggetti che hanno presentato o presenteranno richiesta di connessione, nelle more dei giudizi pendenti dinanzi al TAR Lombardia.

In tema di dispacciamento dell'energia elettrica immessa in rete da impianti eolici, negli ultimi anni l'Autorità ha definito una serie di disposizioni finalizzate a ottimizzare l'utilizzo della rete elettrica, e quindi a ridurre i costi complessivi di dispacciamento, favorendo l'incremento della produzione da fonti rinnovabili non programmabili e garantendo la sicurezza della rete.

Per quanto riguarda gli impianti eolici, con la delibera 23 luglio 2008, ARG/elt 98/08, l'Autorità aveva previsto che gli impianti non ancora in esercizio e per i quali non era ancora stata accettata la soluzione tecnica minima di dettaglio, dovessero essere in grado di fornire servizi di rete tra cui: la regolazione della potenza attiva e reattiva, l'insensibilità agli abbassamenti di tensione e la riduzione di potenza.

Per gli altri impianti eolici, con la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 5/10, sono state definite procedure per la remunerazione dei costi sostenuti dai produttori, in caso di adeguamento volontario degli impianti per la fornitura di uno o più servizi di rete. In particolare, con la delibera 22 novembre 2010, ARG/elt 207/10, l'Autorità ha dato mandato a Terna di definire le procedure per l'individuazione delle unità, con un limite di spesa pari a 25 milioni di euro. La spesa effettiva viene posta per il 5% a riduzione dai premi spettanti a Terna, qualora presenti, per l'attività di approvvigionamento delle risorse per i servizi di dispacciamento; la restante parte è a carico dei clienti finali, tramite i corrispettivi di dispacciamento. Inoltre, la delibera ARG/elt 5/10 ha introdotto nuovi strumenti incentivanti in materia di programmazione delle unità di produzione rilevanti (cioè di potenza superiore o uguale a 10 MVA) alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Ciò al fine di promuovere il miglioramento delle previsioni delle immissioni di energia elettrica da parte dei produttori, riducendo di conseguenza i costi di sistema.

Con riferimento invece alle unità di produzione non rilevanti alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, con la delibera 25 gennaio 2010, ARG/elt 4/10, l'Autorità ha dato mandato al GSE di effettuare previsioni aggregate per ogni zona di mercato, acquisendo via satellite, in tempo reale, i dati relativi alla disponibilità della fonte e alla conseguente produzione. Per tali unità di produzione, quindi, l'onere della previsione non ricade sui produttori poiché, nell'attuale assetto del sistema elettrico, questo è il massimo beneficio che si possa ottenere ai fini di una migliore gestione del dispacciamento.

Attualmente, a causa della saturazione reale delle reti in alcune zone d'Italia (soprattutto al Centro-Sud), alcuni impianti eolici subiscono riduzioni della produzione, imposte da Terna per garantire la sicurezza del sistema elettrico. Al fine di salvaguardare gli investimenti effettuati nel settore delle fonti rinnovabili, l'Autorità fin dal 2007 aveva deciso di remunerare la mancata produzione eolica. Dal 2010, sempre con la delibera ARG/elt 5/10, sono state definite nuove modalità di remunerazione basate sulle stime elaborate da un soggetto terzo, il GSE, sulla base dei dati effettivi di vento, misurati in sito, durante le ore nelle quali viene richiesta la riduzione di produzione e utilizzando un modello che simula il funzionamento degli stessi impianti di produzione eolica. La nuova formula per il calcolo della mancata produzione eolica include un indice di affidabilità dell'utente del dispacciamento nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna, senza che ciò comporti la possibilità di non onorarli. Infine, la formula per il calcolo della mancata produzione eolica include anche una franchigia, pari a 80 ore equivalenti l'anno, da applicarsi quando le unità di produzione eolica non risultino adeguate per l'erogazione dei servizi di rete richiesti, fatte salve le esenzioni concesse da Terna nei casi in cui non siano possibili gli adeguamenti. La mancata produzione eolica viene remunerata al prezzo zonale orario erogato da Terna nell'ambito del contratto di dispacciamento.

Con riferimento agli impianti fotovoltaici, il Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, con decreto 6 agosto 2010 ha introdotto il meccanismo incentivante per gli impianti che entrano in esercizio dall'1 gennaio 2011. In particolare, all'art. 15 il decreto ministeriale prevede che l'Autorità provveda:

- a stabilire le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti;
- a stabilire le modalità per la verifica del rispetto delle disposizioni del decreto;
- ad aggiornare e a integrare i propri provvedimenti in materia di connessioni, con particolare riguardo all'applicazione degli indennizzi previsti dall'art. 2, comma 12, lettera g), della legge 14 novembre 1985, n. 481, per i casi nei quali il mancato rispetto dei tempi per la connessione da parte del gestore di rete comporti la perdita del diritto a una determinata tariffa incentivante;
- a determinare le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal decreto, trovino copertura nella componente tariffaria A3;
- a determinare le modalità per l'attuazione dell'incremento della tariffa incentivante per i sistemi con profilo di scambio prevedibile, stabilendo in particolare le condizioni e le modalità con cui il gestore di rete provvede a trasmettere, al soggetto che ha diritto alle tariffe incentivanti, i dati orari necessari alle verifiche.

Con la delibera 20 ottobre 2010, ARG/elt 181/10, l'Autorità ha quindi provveduto a stabilire le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la verifica del rispetto delle disposizioni del decreto.

Relativamente all'aggiornamento e all'integrazione dei propri provvedimenti in materia di connessioni, con particolare riguardo all'applicazione degli indennizzi e delle modalità per l'attuazione dell'incremento della tariffa incentivante per i sistemi con profilo di scambio prevedibile, l'Autorità ha pubblicato il documento per la consultazione 20 ottobre 2010, DCO 34/10. A seguito del processo di consultazione, con la delibera 3 dicembre 2010, ARG/elt 225/10, l'Autorità ha integrato la delibera ARG/elt 181/10, stabilendo le modalità di calcolo degli indennizzi, aggiuntivi rispetto a quelli previsti dal TICA, che il gestore di rete deve erogare al soggetto responsabile. In particolare l'indennizzo, qualora i giorni lavorativi di ritardo imputabili al

gestore di rete siano al più pari a 25, è una maggiorazione dell'indennizzo automatico che il gestore di rete è tenuto a corrispondere ai sensi del TICA; mentre, qualora i giorni lavorativi di ritardo imputabili al gestore di rete siano superiori a 25, è proporzionale tra l'altro alla differenza tra il valore unitario dell'incentivo che si sarebbe ottenuto e il valore unitario dell'incentivo realmente ottenuto.

Con il documento per la consultazione 27 luglio 2009, DCO 26/09, l'Autorità ha indicato alcuni orientamenti finalizzati a definire le condizioni per il controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili, al fine di individuare i meccanismi di mercato più adatti a promuovere la trasparenza e la concorrenza.

A seguito dell'emanazione del decreto del Ministro dello sviluppo economico 31 luglio 2009, con il documento per la consultazione 14 luglio 2010, DCO 23/10, l'Autorità ha proposto la definizione di strumenti per il controllo delle offerte di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Tali strumenti sono finalizzati a garantire che la medesima generazione di energia elettrica non venga inclusa in più offerte di vendita e a promuovere la trasparenza e l'addizionalità di un'offerta di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili rispetto alle altre offerte commerciali che includono energia prodotta da fonti rinnovabili, i cui incentivi ai costi siano già sostenuti, direttamente o indirettamente, dai clienti finali.

Da ultimo, si evidenzia che l'Autorità ha aggiornato il Testo unico ricognitivo della produzione elettrica, raccogliendo in un unico documento la regolazione di interesse per la produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione ad alto rendimento, e comprendendo le principali disposizioni adottate in materia dall'Autorità. Con la predisposizione di questo documento si è voluto fornire uno strumento completo a quanti operano nel settore, rendendo disponibile una guida aggiornata dell'attuale quadro regolatorio e normativo; il documento ha finalità puramente ricognitive e il suo obiettivo principale è quello di soddisfare le esigenze di carattere conoscitivo ed esplicativo, più volte rappresentate dai numerosi soggetti interessati all'attività di produzione di energia elettrica.

3.2.2 Descrizione del mercato finale

In base ai dati provvisori pubblicati da Terna, le vendite finali di energia elettrica nel 2010 sono ammontate a circa 288 TWh, escludendo gli autoconsumi e le perdite di rete. I consumi totali (inclusi gli autoconsumi) sono invece risultati pari a 305,5 TWh. La tavola 3.14 descrive la ripartizione di questi ultimi per settore finale di utilizzo.

Tavola 3.14 Ripartizione dei consumi nazionali per settore finale nel 2010

TWh

SETTORE PRODUTTIVO	2009	2010 ^(A)	VARIAZ. %
Industria	130,5	134,3	2,9%
Terziario	94,8	96,2	1,4%
Domestico	68,9	69,5	0,8%
Agricoltura	5,7	5,6	-1,1%
TOTALE	299,9	305,5	1,9%

(A) Dati provvisori.

Fonte: Terna.

Nella tavola 3.15 le vendite complessive e il numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) sono ripartiti per tipologia di mercato sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori. I dati raccolti dall'Autorità sono rappresentativi di una popolazione che riflette il 94% dei dati provvisori di Terna riferiti ai consumi finali e l'89% di quelli riferiti al mercato libero.

Tavola 3.15 Mercato finale della vendita nel 2010

Al netto degli autoconsumi e delle perdite

	VOLUMI (GWh)	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)
Mercato di maggior tutela	79.328	30.584
Mercato di salvaguardia	6.306	111
Mercato libero	180.130	5.914
MERCATO TOTALE	265.765	36.609

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Il servizio di maggior 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 2010 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 79 TWh per più di 30 milioni di punti di prelievo, in riduzione di oltre il 5% rispetto al 2009. Il 68% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 54 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (oltre 25 milioni).

L'Autorità ha stabilito, per il periodo compreso tra l'1 luglio 2010 e il 31 dicembre 2011, le condizioni economiche biorarie che si applicheranno progressivamente e in modo automatico ai consumatori che usufruiscono del servizio di maggior tutela e dotati dei nuovi contatori elettronici riprogrammati. Le condizioni economiche biorarie, volontarie e obbligatorie, nel 2010 hanno interessato poco più di un terzo dei clienti domestici in termini di volumi di punti di prelievo.

L'89% del mercato domestico di maggior tutela riguarda i clienti residenti; di questi, circa l'87% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono, invece, rispettivamente pari al 79% e al 93%.

Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior 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 2010 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 110.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*, che hanno prelevato elettricità per circa 6,3 TWh. Quest'ultimo dato rappresenta una flessione del 12,7% rispetto al dato corrispondente del 2009. L'1,9% 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 (64% del totale delle vendite).

Per quanto concerne il mercato libero, nel 2010 è proseguito il trend di aumento del numero di società di vendita attive, in buona parte in virtù dell'ingresso nel mercato di operatori piccoli per volumi venduti.

Le vendite del mercato libero nel 2010, determinate sottraendo al dato provvisorio di Terna relativo al mercato libero le vendite inerenti il servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 202 TWh, in aumento di quasi il 6% rispetto al 2009. Nella tavola 3.16, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente; il 92% dei volumi ha interessato i cosiddetti altri usi (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica), per circa 2,5 milioni di punti di prelievo (42% del totale del mercato libero).

Tavola 3.16 Mercato libero per tipologia di cliente

Anno 2010^(A)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(B)
BT	58.542	5.834
Domestico	8.865	3.236
Illuminazione pubblica	5.118	205
Altri usi	44.559	2.393
MT	87.268	80
Illuminazione pubblica	378	1
Altri usi	86.890	79
AT e AAT	34.320	1
Altri usi	34.320	1
TOTALE MERCATO LIBERO	180.130	5.914

(A) I dati raccolti dall'Autorità sono rappresentativi di una popolazione che riflette l'89% dei dati provvisori di Terna riferiti al mercato libero.

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Analizzando le quote di mercato nel settore della vendita a clienti finali, emerge come il mercato della maggior tutela risulti fortemente concentrato, nonostante al suo interno operino circa 150 esercenti. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato pari all'84,4%; seguono Acea/Electrabel Elettricità (5,2%), A2A Energia (3,0%) 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 maggior tutela. Infatti, nel 2010 la quota cumulata dei tre principali operatori è stata pari al 38,5%, di cui il 19,3% è il contributo del principale operatore, Enel (contro il 27% circa nel 2009).

Nel mercato *retail* complessivo i gruppi societari che nel 2010 hanno raggiunto una quota di mercato superiore al 5% sono 3: Enel (40,0%), Edison (8,9%) e Acea/Electrabel (5,6%). La tavola 3.17 evidenzia il dettaglio per livello di tensione.

Tavola 3.17 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 e piccole imprese)	1	73%
Media tensione	5	31%
Alta e altissima tensione	5	49%
TOTALE	3	55%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Nell'anno 2010 l'Autorità ha proseguito la propria attività nella direzione di una sempre più intensa tutela di consumatori ed utenti sia del mercato elettrico sia del mercato gas. In particolare, gli interventi di regolazione – descritti in dettaglio nel Capitolo 6 - 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.

Reclami e segnalazioni

Lo Sportello per il consumatore di energia, gestito in collaborazione con Acquirente Unico, secondo quanto previsto dalla delibera istitutiva 14 maggio 2008, GOP 28/08, 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.

Nel 2010, il numero dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti dalla clientela individuale e dalle associazioni dei consumatori, ha visto un aumento del 100,1%, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti e incrementando notevolmente il relativo trend di crescita.

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 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 l'1 aprile 2010 e il 31 marzo 2011 il totale delle comunicazioni allo Sportello per il consumatore di energia è stato pari a 33.970; tra queste, 16.533 riguardano il settore elettrico (pari a circa il 48,6%). Si registra un decremento di tali comunicazioni (reclami, richieste di informazioni, segnalazioni) rispetto all'anno precedente, quando costituivano, invece, il 66,3% del numero totale delle comunicazioni pervenute allo Sportello per il consumatore di energia. Viceversa, si conferma, in linea di massima rispetto all'anno passato, la proporzione tra il numero di reclami (93,2%), le richieste di informazioni (6,6%) e le segnalazioni (0,2%).

Le problematiche più frequenti nelle comunicazioni suscettibili di classificazione per argomenti sono: il bonus elettrico (25%), il mercato (23%), la fatturazione (23%), l'applicazione di clausole contrattuali nell'ambito del mercato libero e nel servizio di maggior tutela (13%), gli allacciamenti (6%), i prezzi e le tariffe (3%). Sono presenti altre problematiche residuali tra cui le questioni

relative alla continuità del servizio elettrico (interruzioni) e alla qualità della tensione e della misura.

Tavola 3.18 Argomenti delle comunicazioni ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia

Aprile 2010-Marzo 2011

ARGOMENTI	NUMERO	%
Bonus elettrico	3.978	25
Mercato	3.652	23
Fatturazione	3.576	23
Contratti	2.077	13
Allacciamenti/lavori	947	6
Qualità tecnica	633	4
Prezzi e tariffe	410	3
Misura	185	1
Qualità commerciale	172	1
Non competenza	92	1
TOTALE CLASSIFICATI	15.722	95
Non classificati	811	5
TOTALE CASI	16.533	100

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

Le comunicazioni sul mercato riguardano principalmente il cambio di fornitore, le modalità di conclusione dei contratti nel mercato libero, la doppia fatturazione, la corretta presentazione delle offerte e il rispetto del Codice di condotta commerciale; mentre quelle relative ai prezzi e alle tariffe riguardano soprattutto la corretta applicazione dei prezzi per fasce biorarie e dei prezzi del mercato libero, nonché delle tariffe di distribuzione.

Per quanto attiene la fatturazione, i principali argomenti di contestazione sono la periodicità di fatturazione e l'invio delle bollette, i consumi fatturati in acconto dai venditori, i conguagli, le richieste di rettifiche e rimborsi; mentre per quanto riguarda i contratti, i principali argomenti di contestazione sono in merito a l'esercizio del diritto di recesso, la morosità e i distacchi, le variazioni contrattuali come volture e subentri.

Si registra, altresì, una continua crescita delle comunicazioni in materia di bonus elettrico e aventi a oggetto le problematiche concernenti la mancata erogazione oppure il rigetto delle domande da parte del distributore territorialmente competente, nonché le modalità di presentazione delle domande presso i Comuni, i Centri di assistenza fiscale o altro istituto eventualmente designato dallo stesso Comune.

3.2.3 Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante

Nel gennaio 2010, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha deciso di avviare due distinte istruttorie per verificare se le maggiori imprese di produzione di energia elettrica attive nella macro-area siciliana avessero posto in essere comportamenti anticoncorrenziali nei mercati all'ingrosso nei mesi da novembre 2008 a gennaio 2009.

All'origine dell'andamento anomalo dei prezzi dell'energia elettrica nella macrozona Sicilia vi sarebbero stati un possibile abuso di posizione dominante di Enel e Enel Produzione e una possibile intesa restrittiva della concorrenza realizzata tra le società *toller* socie di Edipower – A2A trading, Edison trading, Iride mercato e Alpiq Energia Italia –, nonché tra le rispettive società controllanti.

Le due procedure sono state decise alla luce di una segnalazione inviata dall'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), in esito alla chiusura dell'istruttoria conoscitiva avviata dalla medesima con delibera 22 gennaio 2009, VIS 3/09; tale istruttoria era finalizzata a valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica negli ultimi mesi del 2008 e nel gennaio 2009 con riferimento alla Sicilia e alle zone con essa interconnesse. L'istruttoria traeva la sua origine da una duplice considerazione:

- i prezzi registrati nella zona Sicilia nel periodo considerato avevano raggiunto livelli particolarmente elevati e sensibilmente superiori a quelli medi nazionali, sia su base media giornaliera, sia in particolari ore del giorno;
- le differenze tra i livelli di prezzo nella zona Sicilia e quelli medi nazionali non sembravano, in prima analisi, completamente riconducibili a corrispondenti differenze nella struttura di costo del rispettivo parco produttivo.

Al fine di conferire maggiore rigore analitico a tali ipotesi, gli Uffici dell'AEEG hanno proceduto ad un'analisi sia dell'andamento dei prezzi riconosciuti all'energia elettrica venduta nel Mercato del giorno prima (MGP) nel trimestre novembre 2008 – gennaio 2009, sia dell'andamento della differenza assunta, nel medesimo periodo, tra i prezzi riconosciuti e i costi variabili di generazione, con riferimento a specifiche tecnologie di generazione e ai profili tipici di utilizzo delle medesime.

Allo scopo di investigare le effettive cause sottostanti i fenomeni osservati, si è provveduto, quindi, all'espletamento di opportune analisi di dettaglio che rientrano nelle due seguenti macrocategorie:

- analisi strutturale del mercato elettrico della macrozona Sicilia;
- analisi comportamentale dei principali operatori attivi nella macrozona Sicilia.

Nell'espletare le opportune analisi di dettaglio, l'AEEG si è avvalsa della collaborazione degli Uffici di monitoraggio istituiti da Terna e dal Gestore dei mercati energetici (GME) in ottemperanza alle disposizioni di cui all'art. 3 del Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato del servizio di dispacciamento (TIMM, delibera 5 agosto 2008, ARG/elt 115/08).

L'analisi dei *mark-up* al margine nel periodo oggetto di indagine ha portato ad escludere che le elevate differenze accertate tra i prezzi nella zona Sicilia e quelli medi nazionali fossero riconducibili a differenze nella struttura di costo del rispettivo parco produttivo nel medesimo periodo.

Le analisi strutturali hanno evidenziato una situazione preoccupante sia in termini di adeguatezza del sistema nel suo insieme – in ragione della non trascurabile frequenza relativa dei casi in cui la macrozona Sicilia è risultata in condizioni prossime a quelle che costringerebbero Terna all'attivazione del Piano di Emergenza per la Sicurezza del Sistema Elettrico (PESSE) - sia in termini di dimensione e frequenza della pivotalità dei principali macrooperatori, ovvero Enel e il

raggruppamento Edipower e, quindi, dell'estremo potere di mercato detenuto dai principali produttori nell'isola.

Le analisi comportamentali, infine, hanno evidenziato la presenza, per i *toller* di Edipower, di numerose situazioni in cui avere presentato offerte con prezzi allineati ai costi variabili sarebbe verosimilmente risultato più profittevole rispetto alla strategia effettivamente adottata. Ciò ha indotto un ragionevole dubbio circa un possibile coordinamento fra le strategie di offerta dei singoli *toller* che potrebbe anche essere stato indotto dalle peculiarità del contratto di *tolling* stipulato fra Edipower e i medesimi *toller*.

Le due istruttorie aperte dall'Autorità antitrust a seguito della segnalazione dell'AEEG si sono chiuse nel dicembre 2010 mediante la decisione della medesima di accettare e rendere vincolanti gli impegni presentati dalle maggiori società di energia operanti nella macrozona Sicilia.

In particolare, le misure presentate da Enel e Enel Produzione, nell'ambito dell'istruttoria per abuso di posizione dominante, prevedono un tetto massimo al prezzo di vendita sul mercato all'ingrosso nella macrozona fino alle fine del 2013. Edipower e i suoi soci, nei confronti delle quali era stato avviato un procedimento per possibile intesa restrittiva della concorrenza, si sono invece impegnate ad attribuire alla sola Edipower la gestione degli approvvigionamenti e la formulazione delle offerte relative all'impianto di San Filippo del Mela (ME) ed a vincolare tali offerte al valore dei costi variabili. Tali misure sono volte a ridurre la forbice tra il prezzo siciliano registrato nel mercato all'ingrosso dell'energia e quello delle zone dell'Italia continentale.

4 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione

4.1.1 Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni

La tavola 4.1 mostra i risultati del conferimento di capacità di trasporto di tipo continuo effettuati all'inizio dell'anno termico 2010-2011.

Tavola 4.1 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato; anno termico 2010-2011

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	VALORI A INIZIO ANNO TERMICO				VALORI AL 30/06/2011	
	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	SATURAZIONE	CONFERITA	SATURAZIONE
Passo Gries	59,0	55,1	3,9	93,4%	56,7	96,1%
Tarvisio	107,0	107,0	0,0	100,0%	107,0	100,0%
Mazara del Vallo	99,0	94,7	4,3	95,7%	90,4	91,3%
Gorizia ^(A)	2,0	0,3	1,7	12,6%	0,1	6,3%
Gela	29,2	25,6	3,6	87,5%	24,4	83,4%
TOTALE	296,2	282,6	13,6	95,4%	278,6	94,1%
Terminali di GNL						
Panigaglia	13,0	7,2	5,8	55,4%	7,2	55,4%
Cavarzere	26,4	26,4	0,0	100,0%	26,4	100,0%

(A) Si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Non si registrano aumenti rispetto alle capacità messe a disposizione nell'anno termico precedente. Complessivamente la capacità conferibile è pari a 296,2 M(m³)/giorno.

I risultati del conferimento per l'anno termico 2010-2011 mostrano come, a inizio anno termico, la capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto sia stata conferita per il 95,4% a 41 soggetti. Considerando la capacità conferita ad anno termico avviato, al 30 giugno 2011 la medesima quota scende di un punto percentuale al 94,1%.

Per confronto, nella tavola sono riportati anche i punti di entrata della rete in corrispondenza dei due terminali di rigassificazione di GNL oggi operanti in Italia. La capacità conferibile giornaliera di Panigaglia, pari a 13,0 M(m³)/giorno, è assegnata all'operatore del terminale, GNL Italia del gruppo Eni, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione, al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. La capacità conferibile giornaliera del terminale di Rovigo (connesso con la rete nel punto di Cavarzere) è invece pari a 26,4 M(m³)/giorno. Poiché l'operatore del terminale, la società Terminale GNL Adriatico ha ottenuto l'esonero all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239, e della Direttiva europea 55/03/CE la capacità conferibile in tale punto sarà disponibile soltanto per 5,4 M(m³)/giorno sino all'anno termico 2032-2033. Inoltre, per

i primi 5 anni termici anche tale capacità è riservata all'impresa di rigassificazione, ai sensi della delibera 31 luglio 2006, n. 168/06.

Complessivamente, nell'anno solare 2010, i soggetti che hanno chiesto e ottenuto capacità di trasporto sulla rete nazionale e/o sulle reti regionali sono stati 176, contro i 150 del 2009, e la percentuale media di soddisfazione della richiesta è stata del 100%. Il numero di utenti del sistema di trasporto è salito a 944 unità (nel 2009 erano 897).

Conferimenti pluriennali

La tavola 4.2 riassume le capacità di tipo pluriennale conferite (all'ottobre 2010) presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. Come previsto dalle disposizioni dell'Autorità, quest'anno sono state assegnate le capacità per i prossimi 5 anni termici a partire dal 2012-2013, complessivamente a 21 soggetti titolari di contratti di importazione pluriennali. La tavola riporta anche i dati relativi all'anno termico 2011-2012, con le capacità di tipo pluriennale conferite lo scorso anno. Nonostante l'attuale situazione politica in Libia, Snam Rete Gas indica in 31,6 M(m³)/giorno la capacità conferibile a Gela dal prossimo anno termico, in linea con il programma dei potenziamenti sul Greenstream che ne prevedeva l'ampliamento dagli attuali 29,2 M(m³)/giorno a partire da ottobre 2011.

Tavola 4.2 Conferimenti ai punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto per gli anni termici dal 2011-2012 al 2016-2017

M(m³) standard per giorno

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2011-2012						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	91,0	87,8	50,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,0	11,2	8,2	9,7	2,0	0,0
2012-2013						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	90,9	86,7	48,8	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	16,1	12,3	10,2	9,7	2,0	0,0
2013-2014						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	82,0	86,7	45,1	21,9	0,0	26,4
Capacità disponibile	25,0	12,3	13,9	9,7	2,0	0,0
2014-2015						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	81,7	86,5	21,2	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	25,3	12,5	37,8	9,7	2,0	5,4
2015-2016						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,8	86,5	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,2	12,5	51,7	9,7	2,0	5,4

ANNO TERMICO	PUNTI DI ENTRATA					
	TARVISIO	MAZARA DEL VALLO	PASSO GRIES	GELA	GORIZIA	CAVARZERE
2016-2017						
Capacità conferibile	107,0	99,0	59,0	31,6	2,0	26,4
Capacità conferita	80,5	83,9	7,3	21,9	0,0	21,0
Capacità disponibile	26,5	15,1	51,7	9,7	2,0	5,4

Fonte: Snam Rete Gas.

Nell'arco dei sei anni considerati la capacità conferibile resta invariata, mentre quella non conferita raddoppia, per effetto del progressivo liberarsi di spazio nei vari punti di ingresso della rete nazionale. In particolare, si sottolinea il notevole incremento – di 24 M(m³) – della capacità disponibile a Passo Gries a partire dal 2015-2016 per il progressivo esaurirsi dei contratti di lungo termine di approvvigionamento dal Nord Europa.

Regole per l'allocazione e la gestione della capacità di interconnessione

Nel 2010 nessuna novità di rilievo ha interessato le regole per l'allocazione e la gestione delle capacità di interconnessione, per la cui descrizione si rimanda ai precedenti *Annual Report*.

4.1.2 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione

Trasporto

Nell'ottobre 2010 il Ministero dello sviluppo economico ha aggiornato la rete nazionale dei gasdotti, inserendovi 17 nuovi tratti. Con questo aggiornamento sono entrate una serie di nuove porzioni di rete, alcune inerenti ai progetti in corso di sviluppo di nuove infrastrutture di importazione⁶.

La rete di trasporto del gas nazionale e regionale è gestita da 10 imprese: 3 per la rete nazionale e 9 per la rete regionale (Tav. 4.3). La novità rispetto al 2009 è la messa in liquidazione della società Metanodotto Alpino, la quale gestisce 76 km di rete che trasportano il gas dal punto di consegna della rete regionale di Snam Rete Gas attraverso vari comuni dell'Alta Val Chisone e dell'Alta Val Susa.

Sotto il profilo degli assetti gestionali, tuttavia, il segmento del trasporto gas non è sostanzialmente mutato. Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 31.680 km di rete sui 33.768 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.414 km di rete, di cui 374 sulla rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.331 km), sia il

⁶ In particolare, sono entrati nella rete nazionale: il collegamento in acque territoriali e fino alla connessione con il futuro gasdotto Grecia-Albania-Italia TAP, quello che allaccerà il futuro terminale di GNL di Porto Empedocle, in provincia di Agrigento e quello di allacciamento del futuro stoccaggio di Bordolano, la connessione per il progetto di estrazione di Eni ed Edison nell'*offshore* siciliano Panda e, infine, un tratto di rete tra Piombino e Collesalveti (Livorno) per il collegamento con il punto di approdo del futuro gasdotto GALSI.

gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio (83 km). Vi sono poi altri 7 operatori minori che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

Tavola 4.3 Reti delle società di trasporto nel 2010

km

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete Gas	8.894	22.786	31.680
Società Gasdotti Italia	291	1.040	1.331
Edison Stoccaggio	83	0	83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	35	35
Gas Plus Trasporto	0	42	42
Italcogim Trasporto	0	15	15
Metan Alpi Energia	0	67	67
Metanodotto Alpino (in liquidazione)	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	403	403
TOTALE	9.268	24.500	33.768

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I dati (provvisori) evidenziano che nel 2010 sono stati riconsegnati sulle reti di trasporto poco più di 100 G(m³) a circa 7.600 punti di riconsegna; l'attività di trasporto ha quindi registrato un aumento del 6,1% rispetto al 2009 quando i volumi avevano raggiunto 94,7 G(m³). La crescita, tuttavia, non ha interessato in eguale misura le diverse tipologie di clienti: le riconsegne a clienti finali industriali sono infatti salite del 9,2%, quelle al termoelettrico del 3,7%, mentre i volumi di gas immessi negli impianti di distribuzione risultano aumentati del 7,4% rispetto al 2009. Il maggiore incremento è avvenuto, tuttavia, per la voce residuale "Altro" a motivo della forte crescita al suo interno delle riconsegne ad altre imprese di trasporto e ad altri clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto.

Tavola 4.4 Volumi di gas transitati sulle reti di trasporto e numero di punti di riconsegna

TIPOLOGIE DI UTENTI	2009		2010	
	Numero PdR	M(m ³)	Numero PdR	M(m ³)
A impianti di distribuzione	3.271	34.698	3.234	37.279
A clienti finali industriali	3.401	12.736	3.362	13.911
A clienti finali termoelettrici	132	29.191	136	30.275
Altro ^(A)	770	13.357	810	19.033
TOTALE	7.574	89.981	7.542	100.497

(A) Sono incluse le riconsegne ai punti di esportazione, ai punti di uscita verso lo stoccaggio e alle altre imprese di trasporto, oltre che quelle a clienti finali non industriali o termoelettrici direttamente allacciati alla rete di trasporto (per esempio ospedali).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

L'attività di trasporto è normata da codici di rete predisposti dalle imprese di trasporto sulla base di criteri stabiliti dal regolatore e da esso approvati. I codici di rete per il trasporto sono in vigore dal 1° ottobre 2003 e vengono costantemente aggiornati.

Nel corso del 2010 i Codici dei servizi di trasporto e di stoccaggio sono stati aggiornati al fine di recepire le disposizioni introdotte dall'Autorità, in particolare:

- sono state recepite nel Codice di trasporto di Snam Rete Gas e nei Codici di stoccaggio di Stogit ed Edison Stoccaggio le modalità applicative (stabilite dalla delibera 9 ottobre 2009, ARG/gas 146/09) delle disposizioni in materia di corrispettivi di bilanciamento nei casi in cui l'utente utilizzi delle prestazioni di stoccaggio in eccesso rispetto a quelle conferite per far fronte a situazioni per le quali è stato autorizzato allo stoccaggio strategico;
- sono state approvate le disposizioni del Codice di rete funzionali alla gestione dei quantitativi dovuti dagli utenti a copertura di autoconsumi, perdite e gas non contabilizzato; contestualmente l'Autorità ha definito gli obblighi di coordinamento informativo fra le imprese di trasporto funzionali alla corretta allocazione agli utenti di tali quantitativi;
- sono state introdotte, nel Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio, le procedure per l'allocazione di capacità per periodi mensili, ai fini dell'erogazione del servizio di bilanciamento utenti.

Con riferimento ai servizi di misura e dispacciamento del gas naturale, la delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09, ha definito un quadro coordinato di tutte le attività e le responsabilità del servizio complessivo di misura, comprensivo anche delle reti regionali di trasporto.

Relativamente alla fase dello stoccaggio occorre precisare che in Italia sono attivi 10 campi di stoccaggio, tutti realizzati in corrispondenza di giacimenti a gas esauriti. Otto di questi campi (Brugherio, Cortemaggiore, Sergnano, Minerbio, Ripalta, Sabbioncello, Settala e Fiume Treste) sono gestiti dalla società Stoccaggi Gas Italia (Stogit) del gruppo Eni e i rimanenti (Collalto e Cellino) dalla società Edison Stoccaggio.

Per l'anno termico 2010-2011 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (c.d. *working gas*) pari a circa 14,7 G(m³). La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico sulla base dei programmi di importazione dai Paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti, della situazione delle infrastrutture di importazione, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto ammonta a 9,2 G(m³). La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, è pari complessivamente a circa 153 M(m³) standard.

Distribuzione

Per quanto riguarda l'attività di distribuzione del gas naturale, si osserva che la proprietà della rete rimane frammentata tra poco meno di 250 distributori (erano circa 430 nel 2005), il gruppo principale resta Eni con una quota pari al 22,9% del mercato (in termini di volumi distribuiti). L'estensione delle reti di distribuzione nelle regioni italiane è illustrata nella tavola 4.5.

Il processo di riassetto industriale che da tempo caratterizza la distribuzione di gas naturale e che conduce ogni anno a numerose operazioni di fusione e acquisizioni societarie, ovvero alla riduzione del numero di imprese che vi operano, è proseguito anche lo scorso anno. Il numero dei distributori alla fine del 2010 risulta infatti sceso a circa 248 (ma questa cifra è passibile di

modificazioni per il ritardo con cui alcuni operatori comunicano le variazioni societarie avvenute nel 2010) dalle 259 unità che erano presenti al 31/12/2009.

Le operazioni societarie più significative sono state:

- l'incorporazione di Arcalgas Progetti in Italcogim Reti (oggi G6 Rete Gas del gruppo Gaz de France Suez);
- l'incorporazione in Estra Reti Gas di Consiag Reti (luglio 2010), Coingas Distribuzione e Aurelia Distribuzione (entrambe in aprile 2011), nell'ambito delle operazioni di aggregazione che dal 2008 vanno costruendo il gruppo toscano Estra;
- nell'ambito della fusione tra Iride ed Enìa, quest'ultima ha ceduto l'attività di distribuzione alla neo costituita Iren Emilia (luglio 2010) del gruppo Iren;
- l'incorporazione di Sea Gas e Serman Gas in Toscana Energia;
- 8 imprese (Monte Secco Servizi, Ponte Servizi, Casino Michele, Fiorenzuola Patrimonio, SER.CA, APES, A.S.E.P., Castecovati) hanno ceduto l'unico impianto a seguito di gara, cessando, di fatto, l'attività;
- 4 Comuni (San Buono, Cortemaggiore, Fiumefreddo di Sicilia e Prata di Principato Ultra) hanno affidato tramite gara il servizio di distribuzione gas che fino a quel momento gestivano in economia.

Tavola 4.5 Estensione delle reti di distribuzione nell'anno 2010

REGIONE	ESTENSIONE RETE		
	ALTA PRESSIONE	MEDIA PRESSIONE	BASSA PRESSIONE
Val d'Aosta	0,3	166,2	195,1
Piemonte	81,4	12.602,9	11956,1
Liguria	57,4	1.931,5	4204,5
Lombardia	106,8	14.365,3	30968,4
Trentino Alto Adige	181,5	2.034,1	1964,1
Veneto	256,2	11.608,0	18283,6
Friuli Venezia Giulia	5,2	2.131,1	5072,3
Emilia Romagna	305,0	17.168,0	12859,1
Toscana	248,2	6.105,9	9489,7
Lazio	173,4	7.090,6	7556,9
Marche	15,0	4.334,9	4601,5
Umbria	105,6	1.838,9	3200,6
Abruzzo	1,4	4.703,1	4859,7
Molise	0,3	1.060,0	1085,7
Campania	17,8	3.823,9	7667,6
Puglia	101,5	3.318,4	8392,0
Basilicata	0,8	861,1	1573,2
Calabria	34,7	2.331,7	3444,4
Sicilia	60,4	4.150,3	7934,4
Non in funzione	5,3	726,6	621,0
TOTALE	1.758,1	102.352,5	145.930,1

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Solo 32 soggetti (il 13,5% delle imprese attive nel settore) superano la soglia dei 100.000 clienti serviti alla quale scatta l'obbligo di separazione funzionale delle attività, secondo quanto disposto dalla normativa dell'Autorità sull'*unbundling*. Complessivamente essi coprono l'80,5% dei volumi distribuiti in Italia (nel 2009 le stesse imprese coprivano l'80,4%).

Nel 2004 l'Autorità ha disciplinato le condizioni di accesso ed erogazione del servizio di distribuzione del gas naturale, disponendo tra l'altro che le imprese di questo segmento devono operare in base a un Codice di rete. Nel 2006 l'Autorità ha predisposto un Codice di rete tipo. Da allora, tutte le imprese di distribuzione devono predisporre un proprio Codice di rete scegliendo tra adottare la disciplina prevista dal Codice di rete tipo o trasmettere all'Autorità per la sua approvazione, una proposta di Codice redatta comunque sulla base del Codice tipo. Nel dicembre 2009 l'Autorità ha modificato e integrato alcune parti del Codice di rete tipo riguardanti soprattutto le letture, le modalità di correzione dei volumi di gas, le responsabilità del servizio di misura.

Nell'aprile 2010 l'Autorità ha illustrato in un documento per la consultazione (DCO 6/10) i propri orientamenti per il completamento della disciplina del servizio di misura del gas da parte dei distributori. Le principali innovazioni proposte dall'Autorità riguardano la soluzione di alcune criticità emerse con riferimento alle autovetture. In particolare sono state proposte: l'adozione di un algoritmo unico di validazione delle autoletture più sofisticato di quello attualmente utilizzato dalle imprese di distribuzione e l'introduzione di un limite massimo al numero di autoletture trasmissibili mensilmente dal venditore all'impresa di distribuzione, in modo da ridurre gli oneri per il sistema dovuti alla complessità dei flussi informativi.

Con la delibera 22 settembre 2010, ARG/gas 145/10, l'Autorità ha poi modificato la normativa vigente in tema, in modo da razionalizzare gli obblighi relativi ai tentativi di raccolta delle misure presso i clienti finali, introducendo obblighi di intercorrenza minima e massima tra tentativi di raccolta consecutivi. In particolare:

- per i punti di riconsegna con consumi fino a 500 S(m³)/anno, un tentativo di raccolta nell'anno civile con intercorrenza massima di 13 mesi e minima di 6 mesi, fra due tentativi consecutivi;
- per i punti di riconsegna con consumi superiori a 500 S(m³)/anno e fino a 5.000 S(m³)/anno, 2 tentativi di raccolta nell'anno civile con intercorrenza massima di 7 mesi e minima di 3 mesi fra due tentativi consecutivi;
- per i punti di riconsegna con consumi superiori a 5.000 S(m³)/anno, un tentativo mensile con intercorrenza minima di 25 e massima di 35 giorni fra due tentativi consecutivi.

Al fine di perseguire la semplificazione e l'efficacia regolatoria, con lo stesso provvedimento l'Autorità ha inoltre disciplinato più dettagliatamente le modalità di flusso e le tempistiche di trasmissione delle autoletture, come già proposto nell'ambito del documento per la consultazione DCO 6/10, riconoscendo nell'attività di autolettura una valenza rilevante dal punto di vista del sistema.

Ambiti territoriali minimi di distribuzione del gas naturale - Nel 2010 è proseguita l'attività condotta dal Ministero dello sviluppo economico per la definizione degli ambiti territoriali minimi di distribuzione del gas naturale.

Nel gennaio 2011, al termine di un lungo processo di concertazione con le parti sociali e di mediazione tra interessi contrapposti, il Ministero dello sviluppo economico (in collaborazione con il Ministero per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale) ha adottato il decreto sulla

determinazione degli ambiti territoriali minimi (ATEM) per la distribuzione gas. Il decreto ha individuato 177 ATEM, rinviando l'emanazione di successivi provvedimenti – su cui i lavori sono tuttora in corso – circa il dettaglio dei Comuni rientranti in ciascun ambito, il regolamento sui criteri di gara e la definizione della c.d. “clausola sociale” un provvedimento che serve a salvaguardare i livelli occupazionali preesistenti negli ambiti messi a gara.

Il decreto ambiti è entrato in vigore nell'aprile 2011 con l'effetto immediato di fermare le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione in corso, che da quella data devono svolgersi solo a livello di ATEM (e non più di singolo Comune), facendo salvi i diritti di terzi se maturati. In particolare le gare che sono state interrotte sono quelle per le quali “non è stato pubblicato il bando o non è decorso il termine per la presentazione”.

Tariffe di trasporto

Nel 2009, l'Autorità ha approvato i criteri di regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento di gas naturale per il terzo periodo di regolazione 2010-2013 (delibera 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09).

Come ampiamente descritto nell'*Annual Report* dello scorso anno, la regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione:

- utilizza l'anno solare, anziché l'anno termico, quale riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe di trasporto;
- fissa il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto pari al 6.4%, reale pre-tasse, per il servizio di trasporto e dispacciamento;
- conferma il meccanismo di incentivi relativo ai nuovi investimenti già applicato nel secondo periodo di regolazione, ma ha introdotto un indice di efficienza per l'analisi costi/benefici per la realizzazione dell'infrastruttura;
- conferma l'adozione del modello tariffario *entry exit* per la determinazione dei corrispettivi di entrata e di uscita della rete nazionale di gasdotti, articolando le aree tariffarie di uscita analogamente alle aree geografiche di applicazione degli ambiti tariffari;
- fissa coefficienti di recupero di produttività differenziati per ciascuna impresa di trasporto, prevedendo in particolare che, nel caso in cui le imprese nell'anno di riferimento per la determinazione dei costi operativi presentino costi effettivi inferiori ai costi riconosciuti, il coefficiente di recupero di produttività sia fissato in modo da riassorbire il *profit sharing* in un periodo di 8 anni;
- stabilisce una ripartizione dei ricavi nelle componenti *capacity* e *commodity* che riflette la struttura dei costi (di capitale e operativi) dell'attività di trasporto.

Con lo stesso provvedimento, l'Autorità ha stabilito i criteri tariffari e le regole per l'attribuzione di responsabilità inerenti il servizio di misura del trasporto del gas naturale per il periodo 2010-2013. In particolare ha previsto che i costi relativi alla misura vengano enucleati dalla generalità dei costi di servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale, al fine di determinare uno specifico corrispettivo per la remunerazione del servizio stesso.

Per quanto attiene ai criteri di regolazione tariffaria del servizio di misura del trasporto gas, l'Autorità ha previsto che:

- il costo riconosciuto venga calcolato con riferimento a tutti gli asset e alle attività funzionali al medesimo servizio, con l'esclusione di quelli in capo ai produttori nazionali (che trovano già

copertura nei contratti di vendita stipulati da tali produttori); e che il costo sia riferito a un sistema di misura tecnologicamente avanzato e a un servizio fornito in condizioni di qualità ed efficienza;

- il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto sia fissato pari al 6,9%.

Alla fine del 2010 l'Autorità ha approvato le proposte tariffarie relative ai corrispettivi di trasporto e dispacciamento del gas naturale, e il corrispettivo transitorio per il servizio di misura del trasporto gas in vigore per l'anno solare 2011 (delibera 30 novembre 2010, ARG/gas 218/10). I nuovi livelli delle tariffe di trasporto e misura sulla Rete nazionale dei gasdotti e sulla rete regionale sono stati determinati a seguito della verifica delle proposte tariffarie che le imprese di trasporto hanno sottoposto all'Autorità ai sensi della delibera ARG/gas 184/09.

Dall'1 gennaio 2011 l'impresa di trasporto applica inoltre ai clienti finali direttamente allacciati alla rete di trasporto di gas naturale due nuove componenti tariffarie, GS_T e RE_T , che sono state istituite dalla delibera 25 giugno 2010, ARG/com 93/10 a partire dall'1 luglio 2010. In particolare:

- la componente GS_T è destinata a finanziare le agevolazioni tariffarie ai clienti del settore gas in stato di disagio economico;
- la componente RE_T è destinata a finanziare gli interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale.

Tariffe di rigassificazione

Per il servizio di rigassificazione di GNL l'anno termico in corso 2010-2011 è il penultimo del terzo periodo regolatorio, definito dalla delibera 7 luglio 2008, ARG/Gas 92/08. Ai sensi di tale delibera, le imprese di rigassificazione presentano all'Autorità, entro il 31 maggio di ogni anno, le proprie proposte tariffarie relative all'anno termico successivo. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha definito (delibera 19 luglio 2010, ARG/gas 108/10) la tariffa per il servizio di rigassificazione relativa all'anno termico 2010-2011 per le società GNL Italia e Terminale GNL Adriatico.

In aggiunta ai servizi di rigassificazione, la società Terminale GNL Adriatico offre servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio, per consentire l'approdo delle navi e l'effettiva immissione di GNL presso il proprio terminale di rigassificazione di Porto Viro (Rovigo). Anche per questi servizi ulteriori il prezzo deve essere definito sulla base dei costi sottostanti alla loro erogazione. Pertanto, le condizioni economiche relative ai servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio, al pari di quelle relative ai servizi di rigassificazione, devono essere sottoposte all'approvazione dell'Autorità, che le valuta anche al fine di garantire condizioni di accesso trasparenti e non discriminatorie agli utenti del terminale di rigassificazione. Dopo aver esaminato la proposta tariffaria ricevuta dalla società Terminale GNL Adriatico, l'Autorità ha quindi approvato la tariffa per i servizi marittimi di rimorchio e di ormeggio presso questo terminale per l'anno termico 2010-2011, che è stata fissata in 152.233,67 €/approdo (delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 118/10).

Tariffe di distribuzione

Analogamente alle tariffe di trasporto, le tariffe di distribuzione sono definite dalle imprese secondo i criteri individuati dall'Autorità all'inizio di ogni periodo regolatorio di durata quadriennale. L'autorità annualmente controlla e approva le tariffe individuate dalle imprese di distribuzione sulla base dei rispettivi ricavi di riferimento.

Dall'1 gennaio 2009 è entrata in vigore la *Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas* (RTDG) valida per il periodo di regolazione 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2012, approvata con la delibera 6 novembre 2008, ARG/gas 159/08.

Nel terzo periodo regolatorio sono stati introdotti incentivi all'aggregazione delle imprese di distribuzione, che in Italia sono ancora molto numerose, attraverso la modulazione del tasso di recupero di produttività (cioè dell'*X-factor*) che aumenta al diminuire della dimensione delle imprese. Esso è infatti pari:

- al 3,2% per le imprese con oltre 300.000 punti di riconsegna serviti;
- al 4,6% per le imprese con un numero di punti di riconsegna superiore a 50.000 ma inferiore a 300.000;
- al 5,4% per le imprese che servono al massimo 50.000 punti di riconsegna.

I principali obiettivi perseguiti dall'Autorità nella definizione della regolazione tariffaria per il terzo periodo comprendono inoltre, tra gli altri: stabilità regolatoria; convergenza dei criteri di regolazione tariffaria tra settore elettrico e settore gas; riduzione del rischio ricavi per gli esercenti il servizio; coerenza tra regolazione tariffaria e regolazione in materia di qualità dei servizi; semplificazione dei meccanismi tariffari anche in prospettiva pro competitiva (si veda *Annual Report 2009*).

Le componenti delle tariffe obbligatorie dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale per l'anno 2011 sono state fissate con la delibera 14 dicembre 2010, ARG/gas 235/10.

Ai sensi di quanto previsto dalla RTDG, la società di distribuzione ha l'obbligo di offrire alle controparti una tariffa obbligatoria, differenziata per ambito tariffario. I sei ambiti tariffari sono:

- ambito nord occidentale, comprendente le regioni Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria;
- ambito nord orientale, comprendente le regioni: Lombardia, Trentino-Alto Adige, Veneto, Friuli-Venezia Giulia, Emilia-Romagna;
- ambito centrale, comprendente le regioni Toscana, Umbria e Marche;
- ambito centro-sud orientale, comprendente le regioni Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata;
- ambito centro-sud occidentale, comprendente le regioni Lazio e Campania;
- ambito meridionale, comprendente le regioni Calabria e Sicilia.

La tariffa di distribuzione e misura è composta da una quota fissa τ_1 , scomposta nei tre elementi relativi alla distribuzione (τ_1 dis), misura (τ_1 mis) e commercializzazione (τ_1 cot) e da una quota variabile τ_3 , differenziata per scaglione di consumo. Come detto, tutte queste componenti sono articolate per i sei ambiti tariffari. Vi sono poi altre componenti aggiuntive, non differenziate per ambito, che variano trimestralmente, quali:

- UG1, a copertura di eventuali squilibri dei sistemi di perequazione e a copertura di possibili conguagli;
- GS, a copertura del sistema di compensazione tariffaria per i clienti economicamente disagiati;
- RE, a copertura degli interventi per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili nel settore del gas naturale;
- RS, a copertura degli oneri per la qualità dei servizi gas.

Tariffe di stoccaggio

Con la delibera 3 agosto 2010, ARG/gas 119/10, è stata approvata la seconda parte del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo 2011-2014 (TUSG), relativa alla *Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RTSG). Con la RTSG sono entrati in vigore, quindi, i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio per il nuovo periodo di regolazione 2011-2014.

Nella definizione dei nuovi criteri di regolazione tariffaria, l'Autorità ha previsto che si tenesse conto di una serie di esigenze di carattere generale, tra le quali:

- la necessità di mantenere meccanismi di incentivazione allo sviluppo efficiente delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale, in coerenza con l'obiettivo generale di garantire la sicurezza del sistema gas nazionale e di promuovere lo sviluppo di un mercato concorrenziale;
- la necessità di garantire la continuità con i provvedimenti già adottati dall'Autorità in materia di condizioni per l'accesso e l'erogazione del servizio di stoccaggio;
- l'esigenza di procedere, ove possibile, con un'ulteriore convergenza dei criteri di regolazione tariffaria nei settori dell'energia elettrica e del gas;
- l'esigenza di tener conto delle possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale.

La regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione:

- fissa al 6,7% il tasso di rendimento del capitale investito riconosciuto per il servizio di stoccaggio del gas naturale;
- adotta l'anno solare, anziché l'anno termico, come riferimento per la determinazione e l'applicazione delle tariffe di stoccaggio;
- conferma il meccanismo di incentivo allo sviluppo di nuovi investimenti, applicato nel secondo periodo di regolazione;
- conferma l'adozione di una tariffa unica nazionale, accompagnata da un meccanismo di perequazione che garantisca il recupero dei ricavi spettanti a ogni impresa;
- introduce un'apposita quota di ricavo per la copertura dei costi di ripristino dei siti di stoccaggio; l'insieme delle quote di ricavo riconosciute dal sistema tariffario alimentano un fondo da considerare come posta rettificativa ai fini della determinazione del capitale investito riconosciuto;
- applica coefficienti di recupero di produttività (*X-factor*) differenziati per ciascuna impresa di stoccaggio, dimensionati in modo da riassorbire il *profit sharing* in un periodo di 8 anni o fissati pari a zero nel caso in cui nell'anno di riferimento le imprese di stoccaggio presentino costi operativi effettivi superiori ai costi riconosciuti.

Con l'intento di rendere maggiormente efficace il meccanismo di incentivazione allo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio del gas naturale, l'Autorità ha inoltre ritenuto opportuno avviare, nell'ambito della medesima delibera, un procedimento per l'individuazione di meccanismi per incentivare l'accelerazione dell'entrata in esercizio degli investimenti in sviluppo della capacità di stoccaggio.

A seguito della verifica dei dati inviati dai due operatori nazionali che operano nello stoccaggio, vale a dire Stoccaggi Gas Italia (Stogit) ed Edison Stoccaggio, l'Autorità ha approvato (delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 202/10, a) le proposte tariffarie presentate dalle due imprese, fissando i corrispettivi specifici d'impresa per il servizio di stoccaggio relativi all'anno 2011, ai sensi della delibera ARG/gas 119/10.

L'Autorità ha anche determinato il valore per l'anno 2011 del contributo compensativo per il mancato uso alternativo del territorio, di cui all'art. 2, comma 558, della legge finanziaria 2008, da destinare alle Regioni nelle quali hanno sede gli stabilimenti di stoccaggio. È stato quindi fissato il valore della componente tariffaria US₂, il cui gettito è necessario per coprire gli oneri derivanti da tale contributo compensativo.

Bilanciamento

Dopo un'ampia fase di consultazione degli stakeholder⁷, nell'aprile 2011 l'Autorità ha istituito la *Disciplina del bilanciamento di merito economico del gas naturale* (delibera 14 aprile 2011, RG/gas 45/11), introducendo meccanismi di mercato per accrescere la flessibilità e la liquidità dell'offerta. Il nuovo meccanismo prevede la nascita di una piattaforma a livello centrale che consente a tutti gli operatori di acquisire, sulla base di criteri di merito economico (ossia dell'offerta più conveniente), le risorse necessarie a bilanciare le proprie posizioni e garantire il costante equilibrio della rete, ai fini della sicurezza del sistema. In particolare, nella piattaforma (organizzata dal Gestore dei mercati energetici), gli operatori offriranno la disponibilità a ridurre o aumentare il gas immesso o prelevato dagli stoccaggi e il responsabile del bilanciamento, Snam Rete Gas, acquisirà le risorse necessarie ad assicurare l'equilibrio del sistema.

Inizialmente fissata per il 1° luglio, dopo un periodo di tempo necessario per approntare piattaforma e procedure, la partenza di questo nuovo sistema è stata poi differita al 1° dicembre 2011, anche per avere il tempo occorrente a completare il quadro regolatorio necessario al suo funzionamento (e in particolare la definizione della regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento o *settlement*, attualmente ancora in fase di definizione).

Il sistema introdotto, chiamato SBSM (Sistema di Bilanciamento Semplificato basato su criteri di Mercato), prevede che l'impresa maggiore di trasporto (Snam Rete Gas) acquisisca nel nuovo e apposito mercato (MB-GAS) le risorse di stoccaggio necessarie a mantenere l'equilibrio di prelievi e immissioni nella rete. Cesserà quindi la pratica di attribuire automaticamente ogni squilibrio a variazioni della disponibilità di stoccaggio degli shipper.

Il bilanciamento rimane su base giornaliera e in un'unica zona nazionale.

La partecipazione al mercato da parte dei detentori di risorse di stoccaggio è obbligatoria. È prevista in seguito l'estensione del mercato all'uso di altre risorse, in primo luogo il GNL e successivamente la modulazione delle importazioni.

Il mercato si svolgerà in una sessione giornaliera, contigua - ma separata - rispetto a quella del mercato del giorno prima (MGP-GAS). Sarà definito un unico prezzo che nel caso generale (cioè fatti salvi i casi di scarsità delle risorse offerte o di emergenza del sistema) è pari a quello dell'ultima offerta accettata, da utilizzarsi per saldare tutti gli sbilanci. Non vi saranno soglie di tolleranza.

Più precisamente, il GME dovrà combinare le offerte secondo l'ordine di merito delle offerte di acquisto, stilato in base a valori decrescenti del corrispettivo offerto e l'ordine di merito delle

⁷ Si vedano i documenti per la consultazione 26 luglio 2010, DCO 25/10 e 2 dicembre 2010, DCO 45/10.

offerte di vendita, stilato in base a valori crescenti del corrispettivo offerto, in modo da massimizzare il valore netto delle transazioni concluse. Il prezzo di remunerazione dei quantitativi oggetto delle offerte combinate sarà pari:

- al prezzo associato all'offerta del responsabile del bilanciamento, nel caso in cui i quantitativi oggetto delle offerte degli utenti abilitati accettate risultino inferiori a quelli associati all'offerta del responsabile del bilanciamento;
- a zero nei casi di emergenza per eccesso di gas e in quelli in cui l'eccesso di disponibilità della rete non è compensabile dalle offerte di acquisto;
- al prezzo di reintegrazione dello stoccaggio strategico, aumentato di 3,5 €/GJ (13,34 €/m³ da 9.100 kcal), nei casi di emergenza per scarsità di gas, nonché in quelli in cui le offerte sull'MB-GAS non bastano a coprire lo squilibrio;
- al prezzo medio registrato nei 30 giorni precedenti (con l'eccezione dei casi di emergenza ora visti), nel caso in cui i quantitativi oggetto delle offerte accettate risultino inferiori a 6.000 GJ;
- al prezzo dell'ultima offerta accettata di segno opposto a quella del responsabile del bilanciamento in tutti gli altri casi.

Gli "utenti abilitati" detentori delle risorse di stoccaggio dovranno presentare offerte sia di acquisto, sia di vendita di gas (dieci al massimo per ciascuna tipologia) a prezzi liberamente determinati e riferite a volumi di gas entro un vincolo di minimo (capacità di immissione o erogazione non utilizzata) e di massimo (spazio libero o gas in stoccaggio). Le offerte dovranno essere presentate entro le 20.00 del giorno-gas e saranno accettate tutte quelle fra loro compatibili. Solo in una prima fase, le offerte accettate sull'MB-GAS saranno limitate ai volumi necessari per coprire lo sbilancio complessivo della rete di trasporto.

Il nuovo sistema prevede che i quantitativi erogati o iniettati in stoccaggio da ciascun utente siano determinati sulla base dei volumi programmati in erogazione o iniezione e dei volumi eventualmente scambiati nella piattaforma. Ciò consente di determinare la giacenza in stoccaggio di competenza di ciascun utente nel giorno successivo a quello di flusso, superando una delle criticità dell'attuale sistema in base al quale le giacenze risultano note solo dopo la definizione del bilancio di trasporto (con tre mesi di ritardo rispetto al giorno di flusso). È stata inoltre introdotta la possibilità di riformulare la programmazione anche nel "giorno gas", sino alle ore 17:00 (prima il termine era nel giorno precedente), al fine di fornire agli utenti ulteriori strumenti per aggiustare le proprie posizioni. In una prima fase la possibilità di riprogrammazione sarà limitata, agli stoccaggi e ai prelievi dalla rete.

L'MB-GAS sarà gestito dal GME, ma il ruolo di controparte centrale delle transazioni è assunto dall'impresa maggiore di trasporto in qualità di soggetto responsabile del bilanciamento.

Nel riformare il sistema di bilanciamento, la delibera ARG/gas 45/11 ha introdotto modifiche regolamentari in materia di svolgimento del servizio di trasporto (stabilite dalla delibera n. 137/02) e di stoccaggio (fissate dalla delibera n. 119/05), che dovranno essere trasferite nei rispettivi Codici, previa consultazione degli utenti.

Sicurezza e qualità dei servizi gas - Trasporto

La qualità del servizio di trasporto del gas è attualmente regolata dalla delibera 1 ottobre 2009, ARG/gas 141/09, con la quale l'Autorità ha approvato la Parte I – *Regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il periodo di regolazione 2010-2013* (RQTG) del *Testo*

unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di trasporto e dispacciamento del gas naturale per il periodo 2010-2013 (TUTG)⁸.

Per quanto riguarda la qualità del gas, l'Autorità ha regolato la materia con la delibera 6 settembre 2005, n. 185/05, individuando obblighi di servizio e livelli generali di disponibilità della misura del Potere calorifico superiore (PCS), nonché obblighi di registrazione e di comunicazione annuale all'Autorità di alcuni dati minimi rilevanti.

Nel novembre 2010 è stato avviato il procedimento per la revisione della regolazione in materia, con l'obiettivo sia di affinare la disciplina alla luce degli esiti di un primo significativo periodo di attuazione, sia di implementare la parte inerente i controlli degli impianti di misura dei parametri di qualità del gas.

Sicurezza e qualità dei servizi gas - Distribuzione

Il 2009 è stato il primo anno di attuazione della nuova regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012 (RQDG) approvata dall'Autorità con delibera 7 agosto 2008, ARG/gas 120/08. La RQDG contiene tutte le norme applicabili ai servizi di distribuzione e misura del gas relativamente alla qualità di tali servizi.

Con l'approvazione della RQDG, l'Autorità ha realizzato il passaggio, obbligatorio e graduale per tutti i distributori di gas naturale, a un sistema che in aggiunta agli incentivi prevede anche penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio, predefinito dalla stessa Autorità e differenziato per ciascuna impresa distributrice. Rilevanti, rispetto alla precedente disciplina, sono: l'introduzione dell'ambito provinciale di impresa come base di applicazione del sistema incentivante; i recuperi di sicurezza; il calcolo dei parametri di ambito provinciale a partire da quelli calcolati a livello di impianto di distribuzione. Allo scopo di minimizzare eventuali distorsioni, legate all'accadimento di eventi anomali, la disciplina prevede inoltre che il sistema incentivante dei recuperi di sicurezza sia basato su un indicatore biennale mobile, sia per la determinazione del livello di partenza, sia per la misura dei recuperi annuali di sicurezza. Il sistema, infatti, premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto ai livelli minimi definiti dall'Autorità.

Più nello specifico, il sistema di incentivi considera due componenti indipendenti: la prima incentiva la riduzione delle dispersioni di gas segnalate da terzi; la seconda premia invece un maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas, rispetto al minimo annuale obbligatorio definito dalla RQDG.

L'impresa distributrice, qualora abbia diritto per l'ambito provinciale di impresa a incentivi per recuperi di sicurezza (correlati, come si è visto, all'odorizzazione e alle dispersioni di gas) perde, per l'anno di riferimento, il diritto a riscuotere tali incentivi per l'intero ambito provinciale, nel caso in cui:

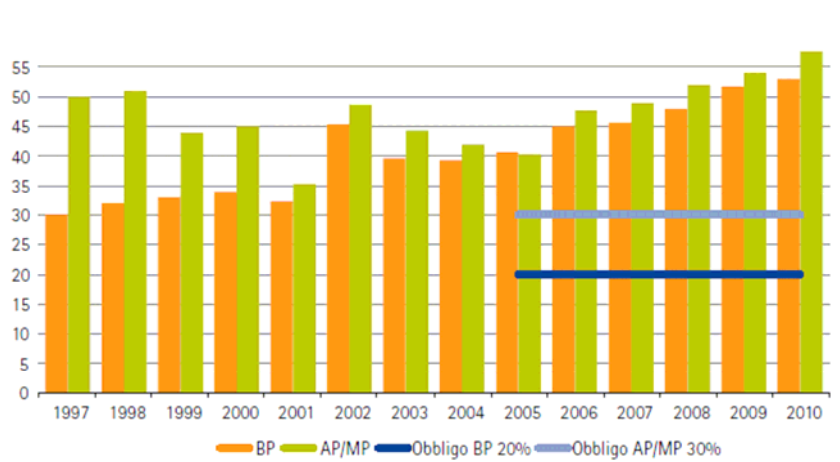
- si verifichi un incidente a causa dell'impresa distributrice su un impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa;
- si accerti una odorizzazione del gas distribuito non conforme alla normativa vigente su un impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa;

⁸ Con la delibera ARG/gas 184/09 sono state successivamente approvate la Parte II – *Regolazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale (RTTG)* – e la Parte III – *Regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale (RMTG)*.

- venga accertato, per l'impianto di distribuzione appartenente all'ambito provinciale di impresa, il mancato rispetto di uno o più obblighi di servizio (anch'essi stabiliti dalla RQDG).

In esito a una fase di consultazione, nel settembre 2010 l'Autorità ha rafforzato alcune misure previste dalla RQDG (delibera 22 settembre 2010, ARG/com 147/10). In particolare, relativamente al tema di pronto intervento gas, sono stati introdotti: l'obbligo per l'impresa distributrice di fornire al cliente finale, laddove necessario, le istruzioni sui comportamenti e i provvedimenti generali da adottare immediatamente per tutelare la propria e l'altrui incolumità, in attesa dell'arrivo sul luogo della squadra di pronto intervento; la definizione di operatore di centralino; la previsione dell'utilizzo del numero di pronto intervento anche per altri servizi, diversi da quello gas, al fine di tenere in considerazione le diverse organizzazioni aziendali.

Figura 4.1 Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2010



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

La figura 4.1 mostra i dati relativi all'ispezione della rete in bassa e in alta pressione effettuata a partire dal 1997. Il trend di crescita si conferma anche per il secondo anno del III periodo di regolazione (2009-2012) disciplinato con la RQDG. Infatti, sia l'ispezione della rete in bassa pressione, sia quella della rete in media e alta pressione si attestano su valori nettamente superiori al 50%, ampiamente al di sopra dei livelli minimi previsti dall'attuale regolazione (20% per la bassa pressione e 30% per la media e l'alta pressione). Solo un'attenta ispezione della rete può consentire di individuare le dispersioni della rete e, dunque, di intervenire tempestivamente, laddove necessario, a favore della sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas.

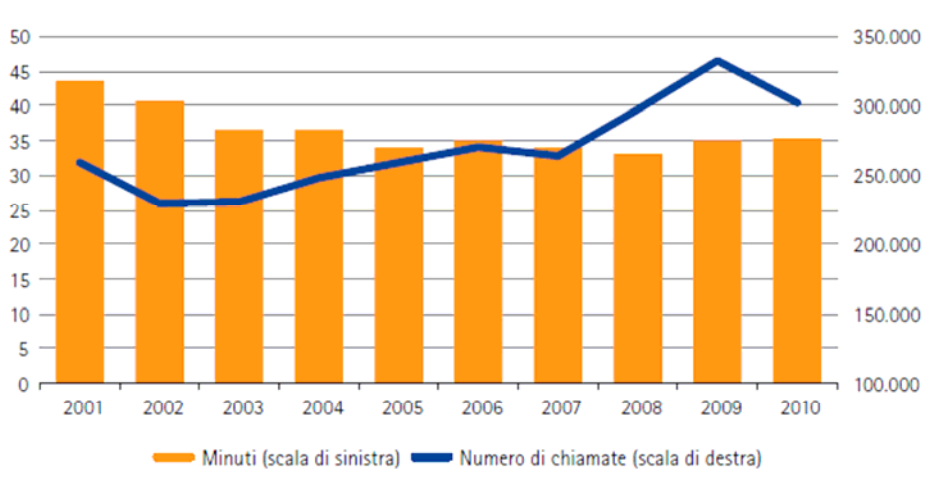
Per quanto riguarda il pronto intervento, a fronte di una diminuzione delle chiamate sull'impianto di distribuzione rispetto allo scorso anno, si registra un tempo di arrivo sul luogo di chiamata pari al valore medio nazionale di 35 minuti circa (Fig. 4.2). Il tempo medio effettivo si attesta su valori nettamente inferiori al tempo massimo previsto dalla RQDG, pari a 60 minuti. La misura della registrazione vocale delle chiamate, introdotta dalla RQDG a partire dall'1 luglio 2009, accompagnata dall'avvio di una campagna di controlli sul servizio di pronto intervento gas delle aziende, induce le imprese a registrare i dati in modo sempre più preciso.

Nonostante i segnali di miglioramento, l'attenzione dell'Autorità sul tema del pronto intervento rimane sempre alta. Infatti, il servizio di pronto intervento gas costituisce un servizio essenziale per la sicurezza dei cittadini e dei clienti finali del gas. Solo attraverso di esso, se svolto

tempestivamente e nel rispetto delle disposizioni stabilite in materia dall'Autorità nella RQDG, si possono evitare incidenti da gas che potrebbero avere conseguenze molto gravi.

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

Tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Esaminando i dati comunicati dagli esercenti risulta che dal 2009 al 2010:

- le dispersioni di gas localizzate a seguito di ispezione programmata delle reti sono passate da 15.178 a 8.862; rimane pressoché invariato il numero delle dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, mentre diminuiscono significativamente le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea;
- le dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi sono diminuite, passando da 161.394 a 140.296; le dispersioni localizzate sulla rete e sulla parte interrata, di norma più pericolose, sono diminuite passando da 16.408 a 13.918; una diminuzione si registra anche per le dispersioni localizzate su impianto di derivazione di utenza su parte aerea e su gruppo di misura (passate da 144.986 a 126.378).

Con riferimento alle dispersioni di gas localizzate a seguito di segnalazioni di terzi va osservato che nel 2010 si è registrata una diminuzione significativa sia a livello aggregato, sia a livello dell'insieme parte interrata e parte aerea. Va evidenziato, infatti, che l'attuale regolazione spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Più nello specifico, il fenomeno è da ricondurre all'effetto combinato prodotto dall'attività di vigilanza effettuata dall'Autorità, ma anche, da un sistema di incentivi e penalità che, tra l'altro, ha l'obiettivo di ridurre le dispersioni di gas sulle reti. Le dispersioni più pericolose, quelle di classe A1, sono diminuite del 17%.

Sicurezza e qualità dei servizi gas - Stoccaggio

Con la delibera 22 novembre 2010, ARG/gas 204/10, è stata approvata la Parte I – *Regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014*

(RQSG) – del *Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe del servizio di stoccaggio del gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (TUSG)⁹.

Entrambi i procedimenti sono stati sottoposti alla procedura di Analisi di impatto della regolazione in vigore per i provvedimenti più importanti dell'Autorità. Sono stati inoltre effettuati, tramite una richiesta di informazioni, una ricognizione preliminare delle prassi operative adottate da Stogit e da Edison Stoccaggio in materia di sicurezza, continuità e qualità commerciale, nonché una serie di incontri tecnici con i diversi soggetti interessati. L'Autorità ha condotto pure un'analisi di *benchmarking* internazionale sulla regolazione della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale in alcuni Paesi europei (Regno Unito, Francia e Germania).

La RQSG è suddivisa in sezioni che disciplinano rispettivamente aspetti di sicurezza, continuità e qualità del servizio di stoccaggio; gli obblighi di registrazione e di comunicazione a carico delle imprese di stoccaggio sono stati formulati in modo tale da favorire la funzione di vigilanza, da parte dell'Autorità, sui dati che verranno comunicati, al fine di assicurare una piena attuazione della nuova regolazione, per la quale è stata comunque prevista una gradualità di decorrenza. Infatti, le disposizioni relative alla sicurezza e alla qualità commerciale del servizio di stoccaggio sono entrate in vigore a partire dall'1 aprile 2011, ovvero con l'inizio del nuovo anno termico 2011-2012.

La disciplina contenuta nella delibera ARG/gas 204/10 dovrà essere recepita nei Codici di stoccaggio attraverso la procedura di aggiornamento degli stessi, aggiornamento indispensabile in considerazione del fatto che essi costituiscono l'architettura normativa degli impegni vigenti tra l'impresa di stoccaggio e l'utente del servizio e che quanto in essi stabilito è da ritenersi complementare e funzionale all'effettiva applicazione della RQSG.

Qualità commerciale del servizio di distribuzione del gas

La regolazione della qualità commerciale, introdotta sin dal 1° gennaio 2001, con l'entrata in vigore della delibera 2 marzo 2000 n. 47/00, per il terzo periodo di regolazione, è confluita nella parte I del TUDG, *Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e di misura del gas per il periodo di regolazione 2009-2012* o RQDG, descritta in dettaglio nell'*Annual Report* del 2009.

Nel corso del 2010 sono state apportate modifiche alla RQDG con riferimento ai temi della ricostruzione dei consumi a seguito di accertato malfunzionamento del gruppo di misura, di gestione degli appuntamenti e di raccolta della misura.

Le principali novità in materia di qualità commerciale del servizio di distribuzione possono essere così sintetizzate:

- è stato introdotto uno standard generale per l'indicatore relativo al tempo a disposizione del venditore per la definizione dell'appuntamento con il cliente finale, con lo scopo di meglio individuare compiti e responsabilità delle controparti nell'ottica dell'incremento della tutela dei diritti del cliente finale;
- sono state definite alcune regole relative al computo dei tempi; nello specifico si è ribadito che il tempo necessario per la fissazione dell'appuntamento deve essere calcolato dal distributore senza sospensioni;

⁹ Come si è visto poco sopra la Parte II del TUSG, recante la *Regolazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio di gas naturale per il periodo di regolazione 2011-2014* (RTSG), è stata emanata con la delibera ARG/gas 119/10.

- è stato posto in capo al distributore il compito di fissare direttamente l'appuntamento con il cliente finale sia per le prestazioni che richiedono l'ottenimento di atti autorizzativi, sia per la riattivazione in seguito a sospensione per pronto intervento, in considerazione del fatto che il cliente finale presenta la richiesta direttamente al distributore;
- è stato esteso l'ambito degli appuntamenti posticipati sia alle verifiche del gruppo di misura o della pressione di fornitura, sia alla messa a disposizione di dati tecnici;
- è stato introdotto, a carico del distributore e con riferimento ai clienti finali alimentati in bassa pressione, uno standard specifico relativo alla raccolta del dato di misura registrato da un misuratore accessibile (in relazione al quale l'accesso ai fini della visualizzazione dei consumi è consentito senza necessità della presenza di alcuna persona fisica). Tale norma persegue l'obiettivo di garantire la qualità commerciale del servizio di misura in ragione degli interessi che sottende e in considerazione della remunerazione dell'attività di misura stessa, contenuta nella tariffa di distribuzione. Lo standard introdotto è stato infatti definito come il tempo intercorrente tra la data di effettuazione del tentativo di raccolta della misura del gas, in relazione a un punto di riconsegna con misuratore accessibile, e la data di effettuazione del tentativo di raccolta successivo, in relazione al medesimo punto, nel rispetto sia del periodo di intercorrenza massima, sia del periodo di intercorrenza minima;
- relativamente allo standard specifico di cui al precedente alinea, è stato previsto, a favore del cliente finale, un indennizzo automatico del valore di 30 € che il distributore deve riconoscere tramite l'esercente la vendita;
- sono stati conseguentemente previsti obblighi di registrazione a carico degli operatori, ma si è allo stesso tempo riconosciuto agli stessi una congrua tempistica di adeguamento alle modifiche introdotte alla regolazione vigente.

Esaminando i dati raccolti in tema di qualità commerciale del servizio di distribuzione, occorre tener conto che con il 2010 è entrata in vigore la nuova disciplina degli indennizzi automatici, che prevede l'aumento dell'importo base in ragione del ritardo nella esecuzione della prestazione, tranne che per la fascia di puntualità. Di conseguenza, i dati del 2010 non sono direttamente confrontabili con quelli relativi al biennio precedente; infatti, da una progressiva diminuzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard soggetti a rimborso automatico si è passati, nell'ultimo anno, a un aumento del 36%. Nel 2010, in particolare, si sono verificati 21.172 casi di mancato rispetto di standard specifici, in confronto ai 15.578 dell'anno precedente, e sono stati corrisposti ai clienti finali 19.468 indennizzi automatici, per un ammontare totale pari a 992.347 €. I dati relativi alle singole prestazioni soggette a standard specifici già in vigore nel 2009 mostrano, comunque, una diminuzione dei casi di mancato rispetto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione, confermando il trend migliorativo registrato negli ultimi anni e la bontà degli strumenti messi in atto dalle imprese stesse per rispondere alle esigenze del cliente finale con sempre maggiori efficienza e tempestività. Rispetto allo scorso anno, si osserva in particolare un notevole miglioramento per l'esecuzione di lavori semplici, che si conferma, però, una delle prestazioni che ha generato il maggior numero di fuori standard e di indennizzi corrisposti, insieme con la verifica del gruppo di misura. I dati evidenziano un tendenziale miglioramento per tutte le prestazioni, tranne che per la riattivazione in caso di distacco per morosità e per la disattivazione della fornitura su richiesta del cliente finale.

Qualità commerciale del servizio di vendita del gas

La revisione della regolazione della qualità commerciale della vendita di energia elettrica e gas, disciplinata dal *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di vendita di energia elettrica e di gas naturale (TIQV)*, introdotta con la delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08 è entrata in vigore il 1° luglio 2009, il TIQV definisce le regole per assicurare la massima tempestività nella gestione dei reclami scritti, nelle richieste scritte di informazione e nelle rettifiche di fatturazione, stabilendo pure indennizzi automatici a favore dei consumatori.

Con la delibera ARG/com 147/10 sono state inserite modifiche e integrazioni anche al TIQV. In particolare, per entrambi i settori (energia elettrica e gas) è stato introdotto, con decorrenza dall'1 luglio 2011, uno standard specifico di 2 giorni inerente la trasmissione della richiesta dal venditore al distributore, per conto del cliente finale, con il riconoscimento a quest'ultimo di un indennizzo automatico del valore di 30 € per il mancato rispetto della tempestività nell'inoltro della richiesta (attività rilevante per il cliente finale che necessita dell'effettuazione di una prestazione da parte del distributore). Per questo nuovo standard specifico sono stati previsti i relativi obblighi di registrazione e di comunicazione, ai fini del monitoraggio del rispetto dello standard.

4.1.3 Regolamentazione dell'*unbundling*

La disciplina dell'*unbundling* è comune ai settori dell'energia elettrica e il gas.

Si ricorda che a decorrere dal 1° gennaio 2002, l'attività di trasporto è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas, a eccezione dell'attività di stoccaggio che deve comunque essere separata contabilmente e gestionalmente dall'attività di trasporto. L'attività di stoccaggio è dunque oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas a eccezione del trasporto. L'attività di distribuzione è oggetto di separazione societaria da tutte le attività del settore gas.

Conformemente alla legge di liberalizzazione del settore gas, sin dal 2001, il regolatore italiano ha imposto le regole per la separazione contabile e amministrativa delle imprese che operano nel settore gas. Nel gennaio 2007 l'Autorità ha aggiornato la disciplina dell'*unbundling* con la delibera n. 11/07 che, accanto ad alcune semplificazioni della disciplina contabile precedentemente in vigore, ha introdotto nuove norme in materia di separazione funzionale, in applicazione delle Direttive europee 2003/54/CE e 2003/55/CE. In particolare la disciplina prevede l'obbligo per le imprese operanti nella distribuzione con più di 100.000 clienti di separare funzionalmente tale attività dalle altre eventualmente svolte nella filiera (es. misura). A meno che non siano "marginali" (ovvero che servano meno di 5.000 clienti) per i distributori con meno di 100.000 clienti vi è comunque l'obbligo della separazione contabile.

Nel 2010 in ottemperanza alle decisioni del Consiglio di Stato, l'Autorità ha introdotto modifiche e integrazioni alla disciplina di *unbundling* per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas descritte al paragrafo 3.1.3.

4.2 Concorrenza

4.2.1 Descrizione del mercato all'ingrosso

Dopo il crollo registrato nel 2009, la domanda di gas si è ripresa nel 2010. Secondo i dati provvisori diffusi dal Ministero dello sviluppo economico, lo scorso anno il consumo interno lordo è risalito a 83 G(m³) dai 78 G(m³) del 2009, recuperando quindi quasi integralmente i livelli del 2008, anno nel quale la domanda si fermò a 85 G(m³) a causa dei primi effetti della crisi economica. Rispetto al 2009, dunque, il consumo di gas ha messo a segno un aumento del 6,4%, una variazione positiva che non si registrava dal 2005, dopo anni in cui il settore era abituato a tassi di crescita elevati e stabili nel tempo.

Il settore civile (domestico e terziario) e quello industriale hanno trainato la crescita, registrando entrambi un incremento del 7,1%. Minore, invece è stato il recupero del termoelettrico, nel quale la richiesta è salita del 4,4%. È proseguita inoltre la forte espansione dei consumi per autotrazione che, grazie al diffondersi di auto alimentate a metano (favorite anche dalle esigenze di contenimento dell'inquinamento), non conosce sosta dal 2005 a questa parte e ogni anno registra tassi di crescita estremamente positivi (13,2% nel 2010, seguito a un valore medio dell'11% ottenuto negli ultimi cinque anni).

Per la prima volta da molto tempo, inoltre, la produzione nazionale non è diminuita e, passando da 8 a 8,3 G(m³), ha anzi segnato un lieve incremento del 3,6%, prevalentemente grazie all'entrata in produzione di un nuovo campo nelle piattaforme continentali al confine tra Italia e Croazia e all'aumento di produzione di alcuni campi in terraferma. Per soddisfare una maggiore domanda le importazioni dall'estero sono cresciute dell'8,8%, salendo da 69,3 a 75,3 G(m³), come pure le esportazioni, passate da 125 a 141 M(m³). Circa 0,5 G(m³) sono stati immessi negli stoccaggi. La domanda lorda è stata quindi soddisfatta per il 10% dalla produzione nazionale e per il 90% dalle importazioni nette.

Lo scorso anno la capacità d'importazione è cresciuta di circa 5 G(m³)/anno per l'entrata in esercizio dei potenziamenti effettuati da Eni sui gasdotti di importazione dall'Austria (TAG) e dalla Libia (Green Stream) e per l'aumento della capacità offerta dal terminale di rigassificazione del GNL di Rovigo (che nel 2009 aveva iniziato a funzionare solo da maggio). La capacità riservata ai contratti d'importazione di lungo periodo è lievemente aumentata, da 102,6 a 103,1 G(m³), per effetto di un aumento di capacità disponibile a Passo Gries (dove arriva il gas proveniente dal Nord Europa) e a Mazara del Vallo (dove arriva il gas algerino), più che compensata dall'aumento di capacità riservata a Tarvisio (dove arriva il gas russo), mentre è rimasta invariata la capacità riservata a Gela (punto di ingresso del gas libico) e a Rovigo, la cui capacità è riservata per l'80% e sino al 2032, in quanto ha ottenuto l'esenzione all'accesso dei terzi per 25 anni ai sensi della normativa europea.

Quasi il 90% del gas importato in Italia proviene da Paesi non appartenenti all'Unione europea. Tale quota nel 2010 è aumentata di 5 punti percentuali rispetto al 2009, in parte per l'aumento delle importazioni di GNL dal Qatar, in parte per la chiusura, a metà anno, del gasdotto di importazione Transitgas che trasporta in Italia il gas proveniente dal Nord Europa. Il 23 luglio 2010, infatti, una frana ha provocato una cascata di massi e detriti nel torrente Spreitlauri, in Svizzera, che ha fortemente esposto a rischio di rottura il gasdotto. Le importazioni di gas che transitano da Passo Gries sono quindi state interrotte dal 23 luglio fino al 24 dicembre del 2010. Questo spiega la riduzione di quasi 4 G(m³) dei quantitativi complessivamente provenienti da Olanda e Norvegia e il conseguente abbassamento di un punto percentuale circa nell'incidenza dell'import dal Nord Europa rispetto al 2009.

Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti (88%), 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 2010 le importazioni da questo Paese hanno toccato 7 G(m³) e la ragguardevole quota del 9,4% 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 2010 da questa nazione sono arrivati 25,9 G(m³) via tubo a Mazara del Vallo e 2 G(m³) via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Dalla Russia sono giunti nel 2010, attraverso i punti di ingresso di Tarvisio e Gorizia, 22,5 G(m³), ovvero il 30% del gas complessivamente importato in Italia. I quantitativi di gas proveniente dalla Libia, lo scorso anno pari a 9,4 G(m³), entrano in Italia tramite il punto di Gela della Rete nazionale dei gasdotti (RNG). Il rimanente 0,8% delle importazioni 2010 è arrivato da altri Paesi e in particolare dalla Croazia, per lo 0,6%.

Tavola 4.6 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	116,1	0,5	103,1	12,6	3	5	42,3%

(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; 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.

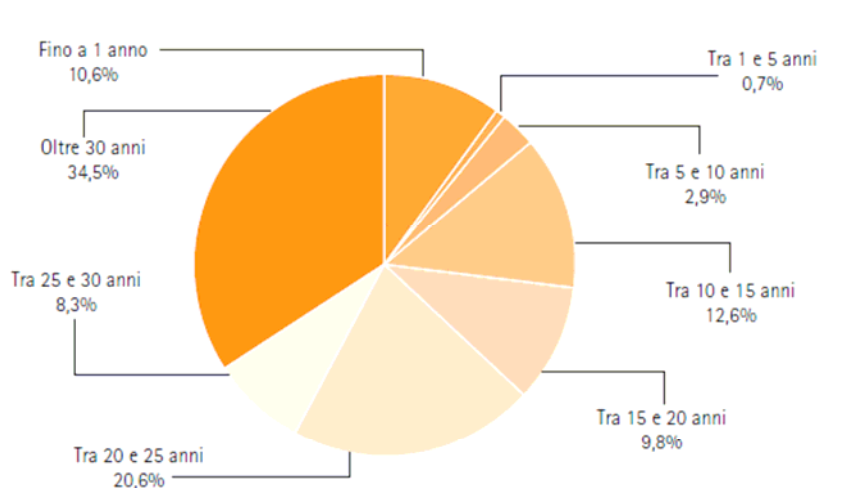
Come negli anni scorsi i gruppi¹⁰ che hanno una quota superiore al 5% rispetto al gas complessivamente approvvigionato (cioè prodotto o importato) sono Eni, Edison ed Enel che insieme coprono il 73,4% del totale; è da evidenziare, tuttavia, che nel 2009 la medesima quota era pari al 79,3%. Gli altri operatori possiedono quote di gas importato e/o prodotto che partono

¹⁰ 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.

dal 3%. I medesimi tre gruppi possiedono anche più del 5% del gas disponibile, con una quota analoga a quella del gas approvvigionato.

Con 28,7 G(m³) di gas importato e una quota pari al 39,2% (38,1% se calcolata sul valore di import di fonte ministeriale), Eni rimane dominante anche nell'importazione, così come nella produzione nazionale. La sua quota resta, in effetti, preponderante e ancora di 20 punti percentuali superiore a quella del primo concorrente, pur diminuendo di anno in anno (in passato per il rispetto dei tetti antitrust stabiliti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, non più operativi dal 2011). Nel 2010, in particolare, le importazioni di Eni si sono ridotte del 13%, essendo scese a 28,7 G(m³) dai 33,2 del 2009. La seconda posizione nella classifica degli importatori è rimasta a Edison, dopo che, nel 2009, ha superato Enel. Grazie ai quantitativi provenienti dal Qatar, più che triplicati tra il 2009 e il 2010, le importazioni lorde di Edison hanno raggiunto nel 2010 13,5 G(m³), segnando una crescita del 30%. Un aumento significativo, pari al 19%, si è avuto anche nelle importazioni di Enel Trade, che è rimasta in terza posizione.

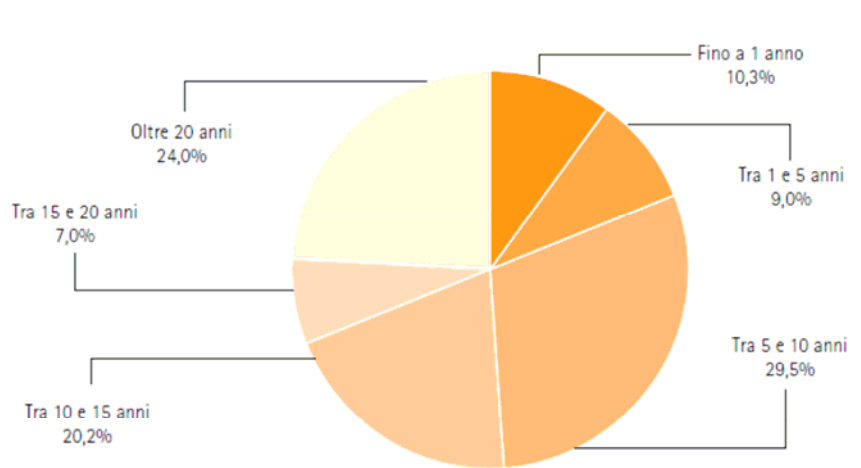
Fig. 4.3 Contratti d'importazione attivi nel 2010, secondo la durata intera



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Per quanto riguarda l'analisi dei contratti di importazione attivi nel 2010, secondo la durata intera (Fig. 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 25% possiede una durata intera compresa tra 5 e 20 anni. Rispetto al 2009, il peso delle importazioni *spot*, che avvengono sulla base di accordi di durata al più annuale, è rimasto sostanzialmente stabile, essendo passato dal 10,2% all'11%. L'incidenza di questi contratti è relativamente inferiore a quella descritta nella *Relazione Annuale* sul 2009. La riduzione è da imputare a un diverso calcolo con cui questi contratti sono stati valutati, teso a 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.

Circa la vita residua, i contratti di importazione in essere al 2010 (Fig. 4.4) si rivelano complessivamente ancora piuttosto lunghi: poco meno di un terzo scadrà infatti tra 15 o più anni e più della metà scadrà tra 10 anni o più. Il 20% circa dei contratti esistenti terminerà invece entro i prossimi 5 anni. L'incidenza dei contratti con durata residua annuale è stata anche in questo caso rivista come descritto poco sopra.

Fig. 4.4 Contratti d'importazione attivi nel 2010, secondo la durata residua

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2010 la domanda totale del settore gas, intesa come volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso e al dettaglio (incluse quindi le rivendite) è salita a 173,5 G(m³), realizzando un aumento quasi del 18% rispetto al 2009 (Tav. 4.6). Gli operatori che risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% sono saliti a 5, gli stessi dello scorso anno a cui si è aggiunto il gruppo GdF Suez.

Più precisamente i gruppi e le rispettive quote, indicate tra parentesi, sono: Eni (23,1%), Edison (10,2%), Enel (9,0%), GdF Suez (7,1%) e A2A (6,4%). I primi tre gruppi coprono insieme il 42,3% della domanda totale, mentre lo scorso anno la loro quota era del 49,2%. La concorrenza su tale mercato si va dunque rafforzando, seppure lentamente, come testimonia la riduzione progressiva della quota dei primi 3 operatori, osservabile nell'ultima colonna della tavola 4.6.

Punto di scambio virtuale (PSV)

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). Il PSV, che è un mercato secondario, 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: esso dunque non può essere assimilato a una Borsa gas, che in Italia è stata solo recentemente istituita presso il GME (vedi oltre).

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 alle disposizioni del Ministero dello sviluppo economico e dell'Autorità che, nell'ottica di promuovere il mercato regolamentato delle capacità del gas, hanno adottato in questi anni diverse misure volte ad accrescerne la liquidità. Tra queste misure sono da annoverare quella che dal novembre 2006, consente ai trader di effettuare transazioni presso l'hub nazionale senza essere al contempo utenti del sistema di trasporto e, più recentemente, quelle che hanno disposto l'obbligo di offerta al PSV di quote di gas importato. Nel 2010, 106 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 32 sono risultati trader puri, in quanto non utenti del sistema di trasporto. La crescita dei trader è stata notevole nello scorso anno, considerando che le stesse

cifre per il 2009 evidenziano 82 soggetti che hanno effettuato scambi e 22 non erano al contempo utenti del trasporto.

Tavola 4.7 Mercato del gas

G(m³)

	Consumi totali ^(A)	Contrattazione mercato <i>spot</i> organizzato	Contrattazione mercato <i>forward</i> <i>hub</i>	Contrattazione bilaterale OTC ^(B)
2002	71,0	non applicabile	non applicabile	1,7
2003	77,4	non applicabile	non applicabile	2,7
2004	80,3	non applicabile	non applicabile	5,4
2005	86,2	non applicabile	non applicabile	7,0
2006	84,5	non applicabile	non applicabile	7,4 (4,3+3,1)
2007	84,9	non applicabile	non applicabile	12,1 (9,7+2,4)
2008	84,9	non applicabile	non applicabile	16,4 (14,9 + 1,5)
2009	78,0	non applicabile	non applicabile	24,4 (21,6 + 2,8)
2010	83,0	non applicabile	non applicabile	44,4 (35,9 + 8,5)

(A) Disponibilità di gas al lordo di consumi e perdite di rete.

(B) Volumi di gas acquistato presso il PSV o presso i punti di entrata. Più precisamente si tratta di gas acquistato sul mercato secondario; il resto del gas è acquistato sul mercato primario (proviene cioè direttamente dalla produzione nazionale, dalle importazioni o dagli stoccaggi).

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2010 le transazioni al PSV hanno toccato 35,9 G(m³), in quanto dei 44,4 G(m³) volumi di scambio complessivamente effettuati presso il PSV indicati nella tavola 4.7, 8,5 G(m³) riguardano in effetti le riconsegne di gas al terminale di rigassificazione di Panigaglia e a quello di Rovigo che, seppure vengano registrate come operazioni al PSV, non sono dovute a contrattazioni tra operatori sul mercato secondario. Rispetto ai 21,6 G(m³) registrati nel 2009, i volumi di scambio sono dunque cresciuti del 66% e hanno raggiunto il 43% del consumo lordo nazionale, pari a 83 G(m³). Solo 0,6 G(m³) delle transazioni totali riguardano i volumi acquistati da Eni che li ha ceduti al PSV con operazioni di *gas release*, come esito di provvedimenti dell'Autorità garante per la concorrenza e il mercato.

Borsa gas

La creazione di una Borsa del gas in Italia ha preso le mosse nel 2007 con il decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, convertito con la legge 2 aprile 2007, n. 40, che ha stabilito l'obbligo:

- per i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, di cedere le aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato;
- per gli importatori, di offrire una quota del gas importato presso il mercato regolamentato delle capacità.

Le modalità di cessione delle aliquote sono state poi definite con provvedimenti successivi del Ministro dello sviluppo economico e dell'Autorità adottati tra il 2008 e il 2009. Con la legge 23 luglio 2009, n. 99, la gestione economica del mercato del gas è stata affidata in esclusiva al GME il quale, ai sensi della stessa legge ed entro 6 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 lo scorso anno, con l'emanazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 18 marzo 2010 che ha istituito la Piattaforma di negoziazione per lo scambio delle quote di gas importato, denominata "P-GAS". Il decreto, in particolare, ha stabilito che a decorrere dal 10 maggio 2010 le quote obbligatorie di cessione del gas naturale importato vengano offerte dagli importatori esclusivamente nell'ambito della nuova Piattaforma di negoziazione (nel c.d. "comparto import"). Il decreto ha stabilito pure che possono essere ammesse alla Piattaforma anche ulteriori offerte di volumi di gas effettuate da soggetti diversi da quelli tenuti agli obblighi imposti dal decreto legge n. 7/07. Sono ammessi a operare sulla P-GAS i soggetti abilitati a operare sul PSV. I prodotti negoziati sono contratti con periodo di consegna pari a un mese o a un anno termico. Il GME svolge semplicemente il ruolo di gestore della piattaforma e non di controparte centrale: la gestione delle garanzie, della fatturazione e dei pagamenti viene quindi svolta direttamente dagli operatori che vendono il gas. La modalità di negoziazione delle quote di import cedute obbligatoriamente sulla P-GAS è continua.

Dal 10 agosto 2010, alle negoziazioni delle quote di gas importato si sono aggiunte quelle delle aliquote di gas prodotto in Italia dovute allo Stato, che vengono negoziate nel *comparto aliquote* della P-GAS. Anche in questo caso il GME non è controparte centrale e opera esclusivamente come organizzatore e gestore della piattaforma, ma la modalità di negoziazione è ad asta.

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 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.

Sull'MGP-GAS la modalità di negoziazione è continua con asta di chiusura. Esso, cioè, si compone di due fasi successive tra loro: nella prima fase le negoziazioni si svolgono in modalità di negoziazione continua, nella seconda fase secondo le modalità di asta. La sessione in negoziazione continua si apre alle 8:00 del terzo giorno antecedente il giorno-gas cui le offerte si riferiscono. Poi l'asta di chiusura si svolge in un'unica sessione il giorno-gas precedente a quello a cui le offerte si riferiscono, con apertura alle ore 10:00 e chiusura alle ore 11:00. Il MI-GAS è invece costituito da un'unica sessione in negoziazione continua che si apre alle 14:00 del giorno precedente al giorno-gas cui le offerte si riferiscono, successivamente alla chiusura della sessione di MGP-GAS, e si chiude alle 15:30 del giorno-gas stesso a cui le offerte si riferiscono.

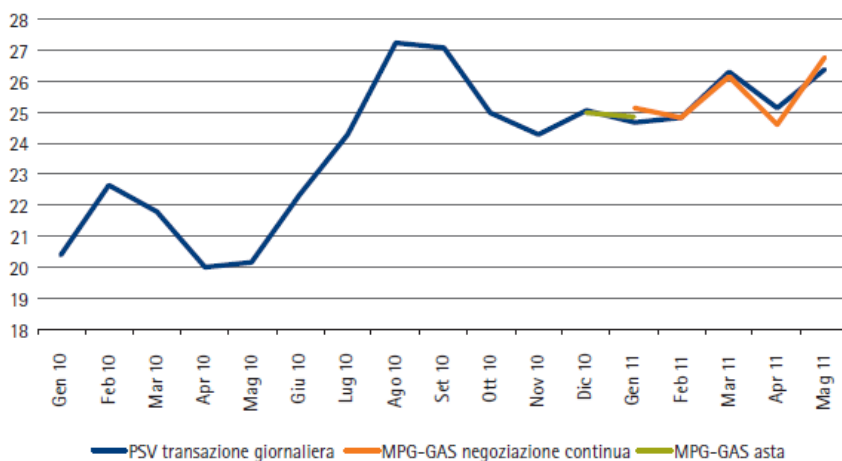
Durante la negoziazione continua la conclusione delle transazioni avviene mediante abbinamento automatico delle offerte ordinate per priorità di prezzo e di tempo. Al termine della sessione di negoziazione continua le offerte ineseguite, verificate come valide e congrue, sono automaticamente trasferite nella seduta di negoziazione ad asta, ma nel corso di tale seduta gli operatori possono modificarle o cancellarle.

Dall'inizio dell'operatività, avvenuto il 13 dicembre 2010, e sino al 30 maggio 2011, sull'MGP-GAS si sono svolte 169 sessioni, in 53 delle quali si è avuto almeno uno scambio in modalità continua per un totale di 119.580 MWh scambiati, mentre sono solo 3 le sessioni in cui si è avuto uno scambio in modalità ad asta nelle quali i volumi complessivamente trattati sono stati pari a 2.550 MWh. Il prezzo medio che si è registrato è stato di 25,73 €/MWh in modalità continua e di 24,90

€/MWh in modalità d'asta. La figura 3.11 mostra il confronto tra i prezzi al PSV per il contratto giornaliero e quelli risultanti dalle contrattazioni nella Borsa per i primi 5 mesi del 2011. Come si vede, i prezzi che si sono affermati sulla Borsa sono molto 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), intorno a una media di 25,5 €/MWh.

Figura 4.5 Prezzi per il contratto giornaliero al PSV e sull'MGP-GAS

€/MWh



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

4.2.2 Descrizione del mercato finale

La tavola 4.8 riporta i principali dati relativi al mercato finale e mostra come il 2010 sia stato un anno di recupero per il settore del gas naturale: il Ministero dello sviluppo economico ha stimato infatti che il consumo interno lordo – comprensivo cioè delle perdite, pari a circa 1,6 G(m³) – è stato pari a 82,98 G(m³), valore che si confronta con i 78,02 G(m³) del 2009.

In base ai primi e provvisori risultati dell'Indagine annuale sull'evoluzione dei settori regolati svolta dall'Autorità, nel 2010 sono stati venduti al mercato finale 71,96 G(m³); di questi 43,79 G(m³) sono stati forniti da grossisti e 28,17 G(m³) da "venditori puri". Se a tali quantitativi si aggiungono i 13,89 G(m³) di autoconsumi, cioè il gas impiegato direttamente nelle centrali di produzione elettrica degli operatori, si ottiene un volume di gas complessivamente consumato in Italia di 85,85 G(m³), valore superiore agli 82,98 G(m³) indicati dal Ministero dello sviluppo economico. Le ragioni di tale sopravanzo sono di diversa natura. Da un lato, come si è più volte detto, le elaborazioni per l'*Annual Report* sono provvisorie, in quanto vengono effettuate immediatamente a ridosso della raccolta dei dati, in tempi tali, cioè, da permettere un numero di controlli limitato sui database. Dall'altro, un'importante fonte di discrepanza è certamente dovuta al fatto che, nonostante venga chiesto agli operatori di rispondere alle domande sui quantitativi di gas trattato riportando sempre il gas a un potere calorifico uniforme (pari a 38,1 MJ/m³), sappiamo che in molti casi questo non avviene. Infine, una terza causa della differenza nei dati ministeriali, pure preconsuntivi, può risalire al fatto che gli operatori in molti casi rispondono ai questionari sui dati annuali indicando dati di cassa (che comprendono quantitativi non afferenti all'anno indagato) in luogo di quelli di competenza richiesti.

Dei 376 soggetti operanti nel settore della vendita che hanno risposto all'Indagine, 197 sono venditori al solo mercato finale, 106 hanno venduto gas sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale e 33 hanno venduto gas solo ad altri rivenditori (34 soggetti hanno dichiarato di essere rimasti inattivi nel corso dell'anno e altri 6 hanno dichiarato vendite nulle).

Come ogni anno, il numero di venditori è aumentato e la loro importanza relativa si è modificata sia per incrementi di vendita, sia come 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 2010 sono da annoverare:

- l'incorporazione a gennaio di E.T. Energia e Territorio Servizi Commerciali, Tecnicosul Servizi e Metema Energy in E.On Energia;
- l'incorporazione in Enerxenia di Agam Vendite, Canturina Servizi Vendita e Serenissima Energia da giugno;
- la fusione tra Iride ed Enìa, avvenuta a luglio, a seguito della quale Enìa Energia è stata dapprima incorporata da Iride Mercato che poi ha cambiato la denominazione sociale in Iren Mercato;
- il conferimento, ad aprile, delle attività di Gaz de France sede secondaria in GdF Suez Gas Supply & Sales;
- l'acquisizione, da parte di Estra Energie, dell'attività di vendita a clienti finali del gas naturale di Offidagas e Baiengas Commerciale, a partire da ottobre;
- l'incorporazione sia di Eneco Energia in Edison Energia, sia di Bas Ominiservizi e Asm Energia e Ambiente in A2a Energia, entrambe avvenute in dicembre;
- circa la composizione del gruppo GdF Suez, per il 2010 occorre precisare che in esso è compresa anche la società GdF Suez Energie (già Italcogim Energie), che nel 2009 apparteneva al gruppo Energie Investimenti. A seguito dell'acquisizione da parte di GdF Suez del pieno controllo di Energie Investimenti, ottenuto con l'acquisto della quota del 40% detenuta da Cam Partecipazioni (Gruppo Camfin), nel marzo 2010 Energie Investimenti si è fusa per incorporazione in GdF Suez Energia Italia.

Tra i gruppi che vendono al mercato finale ve ne sono 9 che operano sull'intero territorio nazionale: Eni, Italcogim Energie, Enel, Edison Energia, Shell Italia, Gas Plus Vendite, Uno gas Energia, Bluenergy Group e Repower Vendita Italia (nel 2009 erano 6) e altri 36 che offrono gas su una larga parte del territorio nazionale, cioè in almeno 10 delle 19 regioni metanizzate (nel 2009 erano 22). La vivacità delle politiche di espansione territoriale messe in atto dai venditori è testimoniata anche dall'aumento del numero medio di venditori che ciascun distributore ha sulla propria rete, passato da 14,6 del 2009 a 19,6 nel 2010.

I venditori di gas indipendenti dalla distribuzione, nel senso che non sono collegati societariamente a imprese che svolgono l'attività di distribuzione sono risultati 239 sul totale di 376 rispondenti, pari al 63,6%. Molti di più sono risultati i venditori di gas indipendenti dal trasporto, pari a 351 sul totale dei rispondenti, equivalenti al 93,4%.

Il livello di concentrazione complessiva del mercato totale (comprendente, cioè gli autoconsumi) è diminuito rispetto allo scorso anno: la quota dei primi tre gruppi è infatti scesa al 52,0% dal 57,4% del 2009. Come è accaduto nello scorso anno, inoltre, la composizione delle quote vede ancora una discesa di Eni (quest'anno al 27,1% contro il 32,5% del 2009) a favore di Edison (quest'anno al 13,9% contro il 12,4% dello scorso anno); è diminuita invece la quota di Enel (quest'anno all'11,0%

contro il 12,5% del 2009). Inoltre, il numero dei gruppi societari con una quota superiore al 5% del mercato è aumentato di una unità rispetto al 2009: oltre ai primi tre appena citati e ad A2A (il gruppo nato nel 2008 dalla fusione tra Aem Milano e ASM Brescia), quest'anno si è aggiunto anche il gruppo GdF Suez con una quota del 5,2%.

Tavola 4.8 Sviluppo del mercato al dettaglio totale

Anno	Consumi totali G(m ³)	N. società con quota >5% nel mercato finale	N. società indipendenti dalla distribuzione	Quote di mercato delle prime tre società (%)				% dei clienti che hanno cambiato fornitore (per volume)(H)			
				Usi termoelettrici	Grandi imprese industriali (A)	Piccole-medie imprese industriali e commerciali (B)	Piccolissime imprese e settore domestico (C)	Usi termoelettrici (D)	Grandi imprese industriali (E)	Piccole-medie imprese industriali e commerciali (F)	Piccolissime imprese e settore domestico (G)
2001	70,1	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2002	70,0	4	n.d.	85,7		54,3		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2003	76,4	5	n.d.	74,4		45,6		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
2004	80,6	5	110	80,3	54,1	n.d.	33,2	53,0 (I)		6,0	1,0
2005	86,3	3	123	91,2	71,1	43,1	47,3	7,0 (I)		4,0	1,0
2006	84,5	3	182	89,7	71,1	47,3	47,1	7,0 (I)		4,0	1,0
2007	84,9	3	178	84,7	67,0	47,1	44,6	n.d.		4,7	1,0
2008	84,9	4	184	80,8	65,2	40,5	47,9	47,4 (I)		7,3	1,3
2009	78,0	4	206	71,2	60,2	41,4	48,0	58,9	37,5	10,5	2,6
2010	83,0	5	239	63,2	56,1	38,1	47,4	53,3	41,2	10,6	4,9

(A) Imprese industriali.

(B) Imprese commerciali e di servizi.

(C) Clienti domestici.

(D) Consumatore standard con un consumo annuale superiore a 20 M(m³).

(E) Consumatore standard con un consumo annuale compreso tra 2 e 20 M(m³).

(F) Consumatore standard con un consumo annuale compreso tra 5.000 e 200.000 m³.

(G) Consumatore standard con un consumo annuale inferiore a 5.000 m³.

(H) Per l'anno 2004 le percentuali di swiching indicate sono riferite al periodo gennaio 2003-giugno 2005.

(I) Consumatore standard con un consumo annuale superiore a 200.000 m³.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Come si osserva nella tavola 4.8, nel 2010 i livelli di concentrazione per singolo mercato sono diminuiti in tutti i settori di consumo. Infatti, i primi tre operatori di ciascun mercato hanno coperto:

- il 63,2% delle vendite alla generazione elettrica (nell'ordine: Edison, Eni ed Enel),;
- il 56,1% delle vendite a clienti industriali (nell'ordine: Eni, GdF Suez ed Enel);
- il 38,1% delle vendite a clienti del commercio e dei servizi (nell'ordine: Eni, Hera e A2A);
- il 47,4% delle vendite alle famiglie (nell'ordine: Eni, Enel ed Hera).

Il gruppo Enel ha notevolmente perso quote nelle vendite ai clienti del commercio e dei servizi, scendendo dalla terza posizione che deteneva nel 2009 (con una percentuale dell'8,2%) all'ottava posizione (con una percentuale del 2,6%).

Come lo scorso anno, l'Indagine annuale sul settore del gas naturale condotta dall'Autorità ha però enucleato gli autoconsumi degli operatori, vale a dire le quantità di gas prodotte, importate e/o acquistate sul territorio nazionale da essi direttamente consumate nell'anno solare 1 gennaio – 31 dicembre 2010, suddivise per settore di consumo. L'analisi del mercato e del suo livello di concentrazione riserva qualche sorpresa se si tiene conto di questi dati (Tav. 4.9).

Escludendo gli autoconsumi dal mercato e considerando solo le vendite pure, i gruppi che risultano possedere più del 5% delle vendite restano 5, ma cambiano i soggetti: Eni, con una quota del 24,7 (era 31,8% nel 2009), Enel con una quota del 13,2% (14,9% nel 2009), Edison, con una quota del 10% (7,7% nel 2009), A2a con una quota del 5,3% (nel 2009 in quarta posizione con la medesima quota c'era E.On, quest'anno passata in sesta posizione) e, infine, GdF Suez, con una quota del 5,2% (nel 2009 in quinta posizione e con la stessa quota c'era Energie Investimenti).

Escludendo gli autoconsumi (Tav. 4.9) i livelli di concentrazione scendono lievemente o non si modificano in modo significativo nei quattro settori di consumo considerati rispetto a quelli evidenziati nel mercato comprensivo degli autoconsumi (Tav. 4.8). Rispetto al 2009, tuttavia, anche i valori delle quote di mercato al netto degli autoconsumi mostrano una significativa riduzione (Tav. 4.9) e uno scambio di posizioni tra i gruppi dominanti relativamente alle diverse tipologie di clienti.

Tavola 4.9 Quote dei primi tre gruppi nel mercato finale al netto degli autoconsumi

Settore di consumo	2007		2008		2009		2010	
Generazione elettrica	86,1%		80,8%		69,9%		57,2%	
	Eni	47,8%	Eni	42,4%	Eni	30,2%	Edison	24,4%
	Enel	32,2%	Enel	29,7%	Enel	22,7%	Enel	21,1%
	Edison	6,2%	Edison	8,7%	Edison	17,0%	Eni	11,7%
Industria	67,0%		65,2%		60,2%		56,1%	
	Eni	55,1%	Eni	45,6%	Eni	41,4%	Eni	35,8%
	Enel	6,8%	Enel	11,6%	Energie Inv.	11,0%	GdF Suez	12,7%
	Energie Inv.	5,0%	Energie Inv.	8,0%	Enel	7,8%	Enel	7,6%
Commercio e servizi	47,0%		40,5%		41,0%		37,8%	
	Eni	30,1%	Eni	20,4%	Eni	23,2%	Eni	22,0%
	Hera	11,3%	Energie Inv.	10,2%	Hera	9,5%	Hera	9,1%
	Enel	5,7%	Enel	9,9%	Enel	8,3%	A2A	6,7%
Domestico	44,5%		47,9%		47,9%		47,3%	
	Eni	29,0%	Eni	29,3%	Eni	27,0%	Eni	27,6%
	Enel	10,0%	Enel	12,7%	Enel	15,3%	Enel	13,8%
	Hera	5,5%	Hera	6,0%	Hera	5,6%	Hera	5,9%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

La penetrazione straniera nel mercato della vendita italiano è in aumento, sebbene ancora non molto rilevante. Le società operanti nel mercato della vendita nel cui capitale sia direttamente presente almeno un socio estero (con una quota non inferiore al 30%) che hanno risposto all'Indagine dell'Autorità nel 2010 sono risultate 21. Insieme le 21 imprese coprono una quota pari al 7,2% del mercato totale (comprensivo degli autoconsumi) e all'11,7% delle sole vendite. Le prime società con partecipazione estera che vendono alla generazione elettrica sono Sorgenia, BG Gas Marketing Trading Italia e PremiumGas, (insieme coprono l'8,3% di quel mercato); le prime tre che vendono a clienti industriali sono Sorgenia, Erg e Speia (con una quota complessiva del 5,4%);

le prime tre società che vendono a clienti del commercio e servizi sono Sorigenia, Gas Natural Vendita Italia e Selgas (con una quota complessiva del 2,1%); infine, le prime tre società con almeno un socio estero che vendono al settore domestico sono Gas Natural Vendita Italia, Selgas e Sorigenia (con una quota complessiva dell'1%). Le quote di mercato delle prime tre società sono cresciute rispetto al 2009 in tutti i settori tranne che nel domestico, dove è rimasta invariata.

Circa il grado di integrazione tra il segmento dell'approvvigionamento e la vendita al mercato finale si osserva che le società che risultano operare in entrambe le fasi della filiera sono 36. Le prime tre società sono Eni, Enel ed Edison; insieme queste detengono il 73,4% del gas prodotto o importato e il 48,0% del gas venduto a clienti finali (al netto degli autoconsumi).

Tavola 4.10 Mercato finale per settore di consumo nel 2010

Clienti in migliaia; volumi in M(m³)

	DOMESTICO	CONDOMINI USO DOMESTICO	COMMERCIO E SERVIZI	INDUSTRIA	GENERAZIONE ELETTRICA	TOTALE
CLIENTI						
Autoconsumi	0	1	2	0,05	0,07	3
Mercato libero	1.200	60	449	108	0,59	1.818
Mercato tutelato	18.229	221	648	155	0,08	19.252
TOTALE	19.429	282	1.098	263	0,75	21.073
VOLUMI						
Autoconsumi	0	32	100	57	13.705	13.894
Mercato libero	1.474	1.184	4.391	20.914	22.050	50.014
Mercato tutelato	16.870	2.411	1.828	825	11	21.945
TOTALE	18.344	3.627	6.319	21.797	35.766	85.853

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Dalle prime e provvisorie elaborazioni dei dati raccolti nell'Indagine annuale emerge che nel 2010 il mercato finale della vendita di gas naturale comprende poco più di 21 milioni di clienti, il 92,2% dei quali sono domestici, l'1,3% sono condomini con uso domestico¹¹, il 5,2% appartengono al settore del commercio e servizi, l'1,2% al comparto industriale e meno dell'1% alla generazione termoelettrica (Tav. 4.10). In termini di volumi, naturalmente, le proporzioni tendono a invertirsi: includendo anche gli autoconsumi, il settore domestico ha assorbito il 21,4% del gas complessivamente consumato, ovvero 18,3 G(m³); i condomini con uso domestico hanno acquisito il 4,2% del gas, cioè 3,6 G(m³); il commercio ne ha utilizzato il 7,4%, vale a dire 6,3 G(m³); l'industria ne ha consumato il 25,4%, cioè 21,8 G(m³); la generazione elettrica ne ha assorbito il 41,7% equivalente a 35,8 G(m³). Via via che ci si sposta dal settore 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 all'8% nel domestico, al 32,6% per i condomini, al 69,5% nel commercio e servizi, al 96% nell'industria e al 61,7% nel termoelettrico (valore che risente degli autoconsumi). Rispetto al 2009, la porzione di consumi soddisfatti sul mercato libero appare cresciuta nel domestico e nel commercio e servizi, mentre è rimasta sostanzialmente stabile nell'industria (dove era già molto elevata) e nel termoelettrico; le

¹¹ Categoria non distinta nell'Indagine sul 2009 svolta lo scorso anno. Si tratta di una delle categorie definite nel *Testo Integrato della Vendita Gas* (adottato con la delibera 28 maggio 2009, ARG/gas 64/09), che distingue: i clienti domestici, i condomini con uso domestico (che possono restare tutelati, purché consumino meno di 200.000 m³ all'anno) e gli altri usi che comprendono tutti quei clienti che non rientrano nei primi due casi.

medesime quote, calcolate sui dati 2009, risultano infatti pari a: 10,5% nel domestico (nel 2010 la categoria "domestico + condomini uso domestico" mostra una quota servita sul mercato libero pari al 12,1%), 63,6% nel commercio, 96,9% nell'industria, 63% nella generazione elettrica.

Il dettaglio delle vendite al mercato finale per settore di consumo (al netto degli autoconsumi) e dimensione dei clienti (Tav. 4.11), conferma, in effetti, che al crescere dei consumi i clienti tendono a spostarsi sul mercato libero. Vale la pena precisare che la presenza di volumi e prezzi (come si vedrà meglio nel paragrafo successivo dedicato ai prezzi del mercato libero) nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ 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 e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo: nel 2010 a fronte di 21,8 G(m³) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m³, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti non domestici con consumi superiori a tale soglia risultano pari a 60 M(m³).

Tavola 4.11 Mercato finale per tipologia e dimensione dei clienti nel 2010

M(m³) al netto degli autoconsumi

SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)					TOTALE
	< 5.000	5.000-200.000	200.000-2.000.000	2.000.000-20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	17.104	4.731	100	10	–	21.945
Domestico	16.070	794	3	3	–	16.870
Condomini uso domestico	290	2.076	45	–	–	2.411
Commercio e servizi	577	1.222	30	–	–	1.828
Industria	167	636	18	5	–	825
Generazione elettrica	0	3	5	3	–	11
MERCATO LIBERO	1.734	4.946	5.657	9.070	28.607	50.014
Domestico	1.084	326	48	15	–	1.474
Condomini uso domestico	44	1.001	109	30	–	1.184
Commercio e servizi	501	2.211	1.122	516	40	4.391
Industria	104	1.400	4.214	7.405	7.792	20.914
Generazione elettrica	0	9	163	1.104	20.776	22.050
TOTALE	18.838	9.676	5.757	9.080	28.607	71.959

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Switching

Anche quest'anno 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 clienti che ha cambiato il proprio fornitore nell'anno solare 2010. Le domande sono state poste in modo da rilevare il fenomeno secondo la definizione prevista dalla Commissione europea.

L'Indagine ha evidenziato che la percentuale di clienti che nel 2010 ha cambiato fornitore di gas è stata complessivamente pari al 4,5%, ovvero al 33,1% se valutata in termini di volumi di gas consumati dai clienti che hanno effettuato il cambio.

La tavola 4.12 mostra il dettaglio di questo dato distinguendo i clienti per settore e per fascia di consumo annuo. I clienti domestici, che tradizionalmente mostrano un'elevata prudenza a spostarsi sul mercato libero, nel 2010 hanno espresso una maggiore reattività alle offerte di cambio: la percentuale che ha scelto un nuovo fornitore è salita infatti al 4,4%, contro 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 4,8% nel 2010, al 2,4% nel 2009 e all'1,3% nel 2008. Una maggiore dinamicità caratterizza invece i condomini con uso domestico e gli altri usi. Nel 2010 i condomini che hanno cambiato fornitore sono stati il 5,2% del totale (il 7,7% in termini di consumi), mentre gli altri usi che si sono spostati sul mercato libero sono stati complessivamente il 5,1% del totale in termini di clienti e il 43,4% in termini di volumi. Com'è ovvio 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.

Tavola 4.12 Tassi di switching dei clienti finali nel 2010

CLIENTI PER SETTORE E CLASSE DI CONSUMO ANNUO	CLIENTI	VOLUMI
Domestico	4,4%	4,8%
Condominio uso domestico	5,2%	7,7%
Altri usi	5,1%	43,4%
di cui:		
Fino a 5.000 m ³	4,0%	4,9%
5.000 – 200.000 m ³	8,6%	10,6%
200.000 – 2.000.000 m ³	21,0%	23,9%
2.000.000-20.000.000 m ³	38,2%	41,2%
Oltre 20.000.000 m ³	58,1%	53,3%
Clienti non riconducibili ad alcuna delle categorie indicate	6,9%	24,6%
TOTALE	4,5%	33,1%

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi di vendita

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2010 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 34,85 c€/m³ (Tav. 4.13). Lo stesso prezzo nel 2009 era risultato pari a 36,59 c€/m³. Complessivamente, dunque, il costo del gas è diminuito in Italia del 4,8%.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 44,73 c€/m³, mentre 30,52 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 14 c€/m³. Nel 2009 il valore del differenziale aveva toccato un punto di massimo relativo intorno ai 18 c€/m³. Poiché il prezzo sul mercato libero è diminuito rispetto all'anno precedente in misura inferiore se confrontato con quanto si è ridotto il prezzo sul mercato tutelato, il raffronto con i dati relativi al 2009 mostra che la forbice di prezzo tra i due mercati si è ridotta, riportandosi intorno ai livelli registrati tra il 2007 e il 2008. L'entità della differenza di prezzo pagato sui due mercati è tendenzialmente imputabile: alla dimensione media dei clienti che, come si è visto nel paragrafo dedicato al mercato finale (Tav. 4.11), sul libero è più

elevata; alla maggiore presenza nel mercato libero di clienti direttamente allacciati alla rete di trasporto¹² che non pagano la componente di distribuzione; alla presenza, sul libero, di un sistema di prezzi più flessibile, nel quale le formule di indicizzazione rispondono più rapidamente e più intensamente alle variazioni dei combustibili internazionali, mentre il meccanismo di tutela creato dall’Autorità (legato alla variazione di una media mobile molto lunga di un paniere di prezzi e rivisto nel 2010 in senso ancor più calmierante) è in grado di attenuare gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima.

L’analisi dei risultati per dimensione dei clienti conferma, come negli scorsi anni, che i clienti del mercato tutelato pagano più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; inoltre, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, vi è una propensione del prezzo a ridursi in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Tavola 4.13 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale

c€/m³

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
MERCATO TUTELATO	33,65	35,36	41,57	43,15	47,36	48,84	44,73
Consumi inferiori a 5.000 m ³	35,32	37,01	43,32	44,59	48,57	49,49	46,56
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	30,44	32,12	37,94	39,16	43,56	46,57	38,37
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	27,04(A)	29,39(A)	32,64(A)	33,75	38,88	46,30	34,71
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	27,04(A)	29,39(A)	32,64(A)	33,28	38,89	36,04	29,00
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	27,04(A)	29,39(A)	32,64(A)	-	-	-	-
MERCATO LIBERO	18,76	23,23	28,53	28,13	36,01	30,89	30,52
Consumi inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,95	41,99	41,01	44,62	43,77	45,92
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	27,24	29,76	35,53	37,10	42,19	42,17	38,60
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	18,46 (A)	23,00 (A)	28,07 (A)	30,86	37,39	32,99	31,25
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	18,46(A)	23,00(A)	28,07(A)	27,85	35,11	29,70	27,63
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	18,46 (A)	23,00 (A)	28,07 (A)	26,39	34,90	27,89	28,95
TOTALE	23,13	26,89	32,61	32,29	39,25	36,59	34,85

(A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per la classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m³. I dati non sono quindi confrontabili con i valor successivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 46,56 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 2010 era pari a 44,74 c€/m³ (e, comprensivo di imposte, pari a 72,34 c€/m³). La differenza è presumibilmente da imputare alla scelta di contratti a prezzo fisso, o che offrano diverse condizioni, ma anche al fatto che il mercato libero tende a concentrarsi sui consumi alti di questa fascia di consumo.

Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato 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 8,19 sino a 17,55 centesimi in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-

¹² Il 96,5% dei consumi del settore “domestico + condominio uso domestico + commercio e servizi” è 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.

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 tutelato. Giova ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate 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. Peraltro, come si è visto nel paragrafo relativo al mercato al dettaglio, il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato sono relativamente bassi e si stanno assottigliando nel tempo; inoltre, in base alle norme stabilite dal TIVG, i clienti non domestici (e pure i condomini con uso domestico che consumano più di 200.000 m³ all'anno) da ottobre 2011¹³, al più tardi, dovranno obbligatoriamente passare al mercato libero.

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 16,96 c€/m³ in più dei grandi consumatori, i quali ottengono il gas mediamente a 28,95 c€/m³. 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 termicità che comporta oneri di stoccaggio e maggiori costi di trasporto.

Tavola 4.14 Prezzi di vendita al mercato finale per mercato, settore di consumo e dimensione dei clienti nel 2010

c€/m³

TIPOLOGIA DICONTRATTO E SETTORE	CLIENTI SUDDIVISI PER CLASSE DI CONSUMO ANNUO (m ³)					TOTALE
	< 5.000	5.000- 200.000	200.000- 2.000.000	2.000.000- 20.000.000	> 20.000.000	
MERCATO TUTELATO	46,56	38,37	34,71	29,00	-	44,73
Domestico	46,73	39,56	34,63	25,64	-	46,39
Condominio uso domestico	43,06	37,96	35,65	-	-	38,53
Commercio e servizi	44,20	38,34	34,48	-	-	40,13
Industria	43,98	38,26	32,89	28,13	-	39,25
Generazione elettrica	48,52	36,37	34,27	33,72	-	34,73
MERCATO LIBERO	45,92	38,60	31,25	27,63	28,95	30,52
Domestico	46,93	38,59	33,33	31,02	-	44,47
Condominio uso domestico	43,76	39,15	36,46	34,95	-	38,96
Commercio e servizi	44,46	39,03	32,61	29,48	27,55	36,78
Industria	43,28	37,19	30,70	27,21	26,70	28,47
Generazione elettrica	37,44	35,22	31,85	29,40	29,80	29,82
TOTALE	46,50	38,49	31,31	27,64	28,95	34,85

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

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 4.14.

Anche questa elaborazione dei dati (sempre provvisoria, come le precedenti) conferma, con l'eccezione dei consumi più bassi (al di sotto dei 200.000 m³), le aspettative su andamenti e ordini

¹³ Come ha stabilito la delibera 6 maggio 2010, ARG/gas 64/10.

di grandezza: i clienti del mercato tutelato 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.

Diversamente dal passato si osserva che 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 in linea o lievemente superiore ai corrispondenti serviti sul mercato tutelato. Come si è detto, è probabile che le formule di offerta sul mercato libero, fortemente indicizzate al prezzo del petrolio, abbiano lievemente penalizzato i consumatori che le hanno scelte.

Considerando tutte le classi di consumo, si osserva che i differenziali di prezzo tra clienti tutelati e clienti liberi, nell'ambito del medesimo settore di consumo, tendono ad ampliarsi (o i vantaggi a ridursi) via via che si passa dai domestici ai generatori termoelettrici, essendovi sottostante un parallelo ampliamento dei consumi medi.

Soddisfazione dei consumatori e gestione dei reclami

Lo Sportello per il consumatore di energia, secondo quanto previsto dalla delibera istitutiva 14 maggio 2008, GOP 28/08, 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 numero dei reclami, delle istanze e delle segnalazioni, provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori, ha visto un aumento del 100,1%, confermando l'andamento già evidenziato negli anni precedenti e incrementando notevolmente il relativo trend di crescita, dovuto principalmente a una triplicazione del numero delle comunicazioni afferenti al settore gas. Lo Sportello per il consumatore di energia gestisce la fase di raccolta ed esame dei reclami, provvedendo poi a trasmettere agli Uffici dell'Autorità solo i reclami compiutamente istruiti e dal cui esame emerge la necessità di una valutazione da parte dell'Autorità, ai fini di eventuali seguiti di competenza.

Tavola 4.15 Comunicazioni relative al settore gas ricevute dall'Autorità

Aprile 2010 – Marzo 2011

	SETTORE GAS	TOTALI
Reclami	15.036	31.954
Richieste di informazione	685	1.927
Segnalazioni	48	89
TOTALE COMUNICAZIONI	15.769	33.970

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

Nel periodo compreso tra l'1 aprile 2010 e il 31 marzo 2011, su un totale di comunicazioni pari a 33.970 presso lo Sportello per il consumatore di energia (Tav. 4.15), 15.769 hanno riguardato il settore gas (pari a circa il 46,6% del totale). L'incremento dei reclami nel solo settore gas ha registrato un saggio di crescita più che triplo rispetto all'anno precedente. Come accennato, tale aumento, pur ascrivibile a una crescente attenzione alle problematiche connesse con i rapporti con gli esercenti, è dovuto in particolare al numero dei reclami relativi all'implementazione del bonus gas in materia di regime di compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale sostenuta dai clienti domestici economicamente svantaggiati. Rispetto all'anno precedente, si

registra, inoltre, una modifica della proporzione tra il numero dei reclami (95,3%), che aumenta, e i numeri delle richieste di informazioni (4,4%) e delle segnalazioni (0,3%), che si riducono.

Gli argomenti più ricorrenti nelle comunicazioni sul settore gas, ricevute dallo Sportello nel periodo 1 aprile 2010 – 31 marzo 2011 e suscettibili di classificazione per argomenti, sono stati: il bonus gas (45%); la fatturazione (24%); il mercato (12%); i contratti (6%); i prezzi e le tariffe (5%); gli allacciamenti (4%). Rispetto all'anno precedente, si osserva un consistente e generale aumento delle comunicazioni su tutti i vari argomenti, in particolare in materia di bonus gas, mercato, prezzi e tariffe.

Per quanto riguarda il bonus gas, operativo da dicembre 2009, le relative comunicazioni hanno fatto registrare, a partire dal terzo trimestre 2010, un persistente incremento, che ha fortemente inciso sul numero totale dei reclami, delle richieste di informazioni e delle segnalazioni pervenute allo Sportello per il consumatore di energia. Le problematiche evidenziate riguardano, come nel caso del bonus elettrico, la mancata erogazione o il rigetto delle domande da parte del distributore territorialmente competente, nonché le modalità di presentazione delle domande presso i Comuni, i Centri di assistenza fiscale, altro istituto eventualmente designato dallo stesso Comune.

Tav. 4.16 Argomenti delle comunicazioni sul settore gas ricevute dall'Autorità negli ultimi due anni

ARGOMENTI OGGETTO DI COMUNICAZIONE	2010			2011	TOTALE	%
	APR.-GIU.	LUG.-SET.	OTT.-DIC.	GEN.-MAR.		
Bonus	25	1.505	2.471	2.875	6.876	45%
Fatturazione	801	763	1.047	1.109	3.720	24%
Mercato	342	403	489	560	1.794	12%
Contratti	311	266	239	273	1.089	6%
Allacciamenti/lavori	105	130	211	157	603	4%
Prezzi e tariffe	125	353	241	79	798	5%
Misura	53	46	83	75	257	2%
Qualità commerciale	19	12	26	45	102	1%
Non competenza	15	21	29	33	98	1%
Qualità tecnica	8	3	11	15	37	0%
TOTALE CLASSIFICATI	1.804	3.502	4.847	5221	15.374	97%
<i>non classificati</i>	310	63	13	9	395	3%
TOTALE CASI	2.114	3.565	4.860	5230	15.769	100%

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

Le comunicazioni relative alla fatturazione hanno riguardato soprattutto, come per il settore elettrico, la periodicità di fatturazione e l'invio delle bollette, i consumi fatturati in acconto dai venditori, i conguagli, le richieste di rettifiche e rimborsi, la mancata considerazione di letture o autoletture; mentre rispetto ai contratti, i principali argomenti di contestazione hanno riguardato l'esercizio del diritto di recesso, le variazioni contrattuali come volture e subentri, la morosità e i distacchi.

Le comunicazioni attinenti il mercato hanno invece riguardato maggiormente la doppia fatturazione, il cambio di fornitore, il rispetto del Codice di condotta commerciale e la corretta

presentazione delle offerte stipula dei contratti nel mercato libero; mentre quelle relative ai prezzi e alle tariffe hanno riguardato principalmente la corretta applicazione dei prezzi del mercato libero o delle tariffe.

Con riferimento alle comunicazioni relative a forniture congiunte di energia elettrica e di gas (c.d. *dual fuel*), ricevute dallo Sportello per il consumatore di energia nel periodo compreso tra l'1 aprile 2010 e il 31 marzo 2011, esse ammontano a 1.668, pari a circa il 4,8% del totale. Pertanto l'incidenza delle comunicazioni e dei reclami *dual fuel* rimane, nonostante l'aumento delle offerte in tal senso, marginale rispetto al dato aggregato.

4.2.3 Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante

L'art. 30 della legge 23 luglio 2009, n. 99 ha delegato il Governo a definire un pacchetto di interventi volti a garantire la competitività dei clienti industriali finali dei settori dell'industria manifatturiera italiana, caratterizzati da un elevato e costante utilizzo di gas, anche attraverso la revisione del sistema dei c.d. "tetti antitrust" previsti ai commi 2 e 3 dell'art. 19 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, che non hanno prodotto i risultati attesi in termini di apertura del mercato.

Con il decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, recante *Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale e il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali*, attuativo della delega contenuta nella legge n. 99/09, il Governo ha quindi provveduto a una revisione dei tetti antitrust nel settore del gas, introducendo anche misure volte a incentivare la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio. In sintesi il decreto prevede che il valore percentuale della quota di mercato all'ingrosso che ciascun operatore non deve superare venga fissato al 40%. Tale valore può tuttavia essere portato al 60%, nel caso in cui l'operatore si impegni ad attuare una serie di interventi tra i quali, in particolare, la realizzazione di uno specifico programma di sviluppo di nuova capacità di stoccaggio per 4 G(m³), i cui diritti di utilizzazione siano resi disponibili al mercato secondo specifiche modalità. Nel caso in cui un operatore superi la soglia del 60%, è obbligato a effettuare, per l'anno termico successivo, anche un programma di *gas release* con modalità analoghe a quelle di cui all'art. 3, commi 1 e 2, del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78. Il decreto stabilisce che volumi di gas da cedere attraverso la gas release siano determinati con decreto del Ministero dello sviluppo economico in ragione del superamento, da parte del medesimo soggetto, del relativo valore soglia e delle condizioni di mercato, ma non possono comunque superare i 4 G(m³).

Le misure a favore della concorrenza, formulate nel decreto legislativo delegato n. 130/10, sostituiscono quindi i vincoli definiti dai tetti antitrust, ormai scaduti, introducendo disposizioni volte a incrementare la flessibilità del sistema gas mediante il potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio, storicamente insufficienti per le esigenze del mercato, che sono dunque vero collo di bottiglia per il suo sviluppo. In altre parole, le finalità della legge delega sono perseguite attraverso un sistema di obblighi/incentivi posti in capo a Eni (l'operatore dominante), proprietario della quasi totalità della capacità di stoccaggio in Italia, per aumentare l'offerta di servizi di stoccaggio di gas naturale; ciò consentendo ai soggetti industriali e termoelettrici di partecipare allo sviluppo delle infrastrutture di stoccaggio, con l'obiettivo, per esempio, di rendere possibile l'approvvigionamento di volumi di gas significativi all'estero nei periodi di maggior disponibilità o di minor prezzo.

Il decreto legislativo n. 130/10 ha affidato all'Autorità gran parte dell'iter attuativo delle norme in esso contenute. Con la delibera 4 novembre 2010, ARG/gas 193/10, l'Autorità ha dapprima

disciplinato le misure transitorie volte ad anticipare i benefici, per i soggetti investitori selezionati secondo le procedure fissate nel decreto legislativo n. 130/10, derivanti dalla realizzazione di nuova capacità di stoccaggio. L'anticipo dei benefici prevede che i soggetti investitori industriali possano accedere a un servizio, offerto dal Gestore dei servizi energetici (GSE), che permette di consegnare il gas naturale nel periodo estivo (presso gli *hub* di Zeebrugge e/o TTF, oppure presso il Punto di scambio virtuale – PSV), per averlo poi riconsegnato nel successivo periodo invernale (presso il PSV). Gli investitori industriali possono utilizzare tale servizio fino alla progressiva entrata in esercizio delle nuove capacità di stoccaggio e per un periodo comunque non superiore a 5 anni, per quantità massime corrispondenti alle quote della nuova capacità di stoccaggio non ancora entrata in esercizio e loro assegnata. Le stesse misure prevedono anche la possibilità, per i medesimi soggetti investitori industriali, di corrispondere al GSE, in luogo della consegna del gas naturale nel periodo estivo nei mercati esteri, il relativo controvalore, secondo quanto definito all'art. 9, comma 6, del decreto legislativo n. 130/10. La delibera ARG/gas 193/10 fissa pure i criteri con i quali il GSE approvvigiona il gas necessario per l'erogazione dei servizi appena descritti, nonché le modalità con le quali gli stessi sono resi disponibili mediante il c.d. "servizio di stoccaggio virtuale", prestato in parte da operatori individuati con un'apposita procedura concorsuale, in parte dal soggetto che aderisce all'attuazione delle misure disciplinate all'art. 5, comma 1, del decreto legislativo n. 130/10 (ovvero la società Eni).

Successivamente all'accettazione, da parte del Ministro dello sviluppo economico, avvenuta con il decreto 31 gennaio 2011, del piano di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio presentato da Eni, l'Autorità ha definito le procedure di assegnazione della nuova capacità di stoccaggio per i clienti industriali e termoelettrici (tenendo conto delle riserve contenute nel decreto legislativo n. 130/10).

A seguito dell'approvazione del decreto legislativo n. 130/10, l'Autorità ha anche approvato (delibera 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11,) i criteri per la definizione dei corrispettivi per l'accesso sia alla nuova capacità di stoccaggio realizzata ai sensi del decreto stesso, sia alle misure transitorie per l'anticipazione degli effetti nel mercato dello sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, previste dagli artt. 9 e 10 del decreto¹⁴.

In un'ottica di continuità regolatoria, l'Autorità, ha definito i criteri per il calcolo dei suddetti corrispettivi in coerenza con i criteri tariffari per il servizio di stoccaggio stabiliti nella delibera ARG/gas 119/10 e, in particolare, ha disposto che:

- ai fini del calcolo dei corrispettivi per l'accesso alla nuova capacità di stoccaggio, venga considerato l'insieme dei costi relativi al servizio di stoccaggio complessivamente offerto dal soggetto che realizza la nuova capacità;
- ai fini del calcolo dei corrispettivi per l'accesso alle misure transitorie, vengano considerati i corrispettivi unitari di spazio, punta di erogazione e punta di iniezione che costituiscono la tariffa unica nazionale di stoccaggio, valorizzando la punta di erogazione attraverso il medesimo coefficiente previsto per la prestazione minima di punta di erogazione.

¹⁴ Considerato che la nuova capacità di stoccaggio verrà realizzata in un arco temporale di 5 anni, il decreto legislativo n. 130/10 ha previsto l'introduzione di misure 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.

5 SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI

5.1 Elettricità

Domanda alla punta nel 2010 e previsioni al 2011 – 15

Nel 2010 la richiesta sulla rete elettrica nazionale alle punte estive e invernali ha evidenziato un netto aumento rispetto ai valori rilevati nel 2009 e anche in confronto con il 2008, indicazione della fase di ripresa del sistema economico dopo la crisi del 2009. La domanda al picco estivo del 16 luglio ha infatti segnato un distacco di 4.552 MW rispetto all'anno precedente (51.863 MW) e quella al picco invernale del 15 dicembre di 3.761 MW (rispetto a 51.164 MW). È tuttavia significativo che il picco invernale non è ancora tornato al livello del 2005 (54,9 contro 55,0 GW) e quello estivo a quello del 2007 (56,4 contro 56,6 GW). Lo scarto di 1.5 GW tra il picco estivo e quello invernale sembra confermare l'ipotesi di un consolidamento della prevalenza del picco estivo, ma potrebbe anche segnalare il ritardo nella ripresa della produzione industriale che maggiormente qualifica il picco invernale, mentre quello estivo è più legato all'andamento climatico.

Tavola 5.1 Richiesta di potenza alla punta negli anni 2008 – 2015

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Fabbisogno elettrico (TWh)	340	320	326	330	335	340	345	351
Richiesta di potenza alla punta (GW)								
Inverno medio	53,2	51,2	54,9	57,1	57,9	58,7	59,5	60,4
Estate torrida	55,3	51,9	56,4	57,3	58,4	59,5	60,4	61,7

Fonte: Terna, *Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario. Anni 2010-2020*, settembre 2010.

La continua incertezza nell'andamento dell'economia non facilita la previsione della domanda alla punta. Le previsioni di Terna al 2015, formulate sulla base dell'andamento della richiesta sulla rete e delle ore di utilizzazione della capacità sono coerenti con un picco invernale di 60,4 GW contro un picco estivo di 61,7 GW. Come si può notare dai dati riportati nella tavola 5.1, tali previsioni non prevedono un ritorno del fabbisogno al livello del 2008 prima del 2013. Tuttavia, in uno scenario alternativo Terna considera anche la possibilità di un superamento del fabbisogno del 2008 già nel 2012 per arrivare a 362 TWh nel 2015. In questo caso la richiesta alle punte estiva e invernale in questo anno potrebbe anche aumentare di 2 GW.

Capacità di generazione nel 2010

Nel 2010 è continuata la forte crescita della capacità di generazione da fonti rinnovabili con un incremento complessivo di 3.2 GW, incremento in continua crescita rispetto ai 2,6 GW del 2009, del 1,6 GW del 2008 (Tav. 5.2). È stato tuttavia tutt'altro che discreto anche l'incremento di capacità termoelettrica a base di fonti fossili pari a 2,3 GW, che si confronta con il calo di 0,5 GW dell'anno precedente. Complessivamente la potenza netta installata a fine 2010 ammontava a 106,9 GW, rispetto a 101,4 GW nel 2009. Dai dati riportati nella tavola 5.2 si evince il forte crescendo della capacità fotovoltaica che ha rappresentato il 55% dell'incremento della capacità installata totale rinnovabile nel 2010, quasi raddoppiando l'incremento della capacità eolica e

raggiungendo il 2,7% della capacità elettrica totale. Complessivamente la capacità rinnovabile escludendo gli impianti idroelettrici raggiungeva l'11,1% della capacità totale installata, il 31,2% includendoli.

Tavola 5.2 Potenza efficiente netta di generazione 2005 - 2010

MW; dati riferiti al 31 dicembre dell'anno.

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Idroelettrica	20.993	21.072	21.117	21.276	21.371	21.485
Termoelettrica ^(A)	62.164	65.797	69.022	73.394	73.360	76.009
<i>da fonti fossili</i>	60.969	64.541	67.685	71.838	71.341	73.602
<i>biomasse e rifiuti</i>	1.195	1.256	1.337	1.555	2.019	2.407
Geotermica	671	671	671	711	695	712
Eolica	1.642	1.908	2.714	3.538	4.879	5.822
Fotovoltaica	7	7	87	432	1.142	2.910
Totale	85.477	89.455	93.611	99.349	101.447	106.938

(A) Include impianti a base di biomasse e rifiuti.

Fonte: Terna.

Disponibilità di potenza alla punta

Con il continuo potenziamento della capacità di generazione nazionale negli ultimi anni è notevolmente migliorata la disponibilità di potenza alla punta. Dai deficit di potenza rilevati nel 2003 e 2004, si è passati a surplus via via crescenti negli anni da 1,3 GW nel 2005, fino a valori massimi di 7,9 GW e 12,6 GW indicati, rispettivamente, per il 2008 e 2009 nella tavola 5.3, che sono tuttavia gonfiati dal forte calo della domanda alla punta registrato in questi anni e dovuto alla crisi economica.

Tavola 5.3 Disponibilità di potenza alla punta negli anni 2005 – 2010

GW

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Potenza netta	85,5	89,5	93,6	99,3	101,4	106,9
Idroelettrici	21,0	21,1	21,1	21,3	21,4	21,5
Termoelettrici tradizionali	62,2	65,8	69,0	73,4	73,4	76,0
Geotermoelettrici	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Eolici e fotovoltaici	1,6	1,9	2,8	4,0	6,0	8,7
Potenza disponibile alla punta	56,3	58,1	60,4	63,2	64,0	66,6
Idroelettrici	13,7	13,8	13,8	13,9	14,0	14,1
Termoelettrici tradizionali	41,6	43,2	45,4	47,8	48,0	49,8
Geotermoelettrici	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
Eolici e fotovoltaici	0,4	0,5	0,7	0,9	1,4	2,1
Domanda alla punta	55,0	55,6	56,8	55,3	51,9	56,4
Surplus/deficit di potenza	1,3	2,5	3,6	7,9	12,1	10,2

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Terna.

La potenza disponibile nel 2010 sarebbe sufficiente a coprire il fabbisogno alla punta previsto da Terna per il 2015 con un surplus di 4,9 GW. Tuttavia, considerata l'incertezza nell'evoluzione del fabbisogno elettrico nei prossimi anni, nonché della natura aleatoria della generazione elettrica da impianti eolici e fotovoltaici, il sistema rischia di andare in deficit se non vengono installati almeno altri 5 – 7 GW termoelettrici nei prossimi cinque anni.

Bilancio dell'energia elettrica nel 2010

Nonostante un inizio di ripresa dell'economia, evidenziato da un significativo aumento dei consumi di energia elettrica rispetto all'anno precedente, la richiesta sulla rete nel 2010 era ancora inferiore al valore rilevato nel 2006 (Tav. 5.4). Il recupero dell'industria, seppure ancora debole, si deduce da una crescita dei consumi industriali del 3,0% contro il 2,0% per il consumo totale di elettricità. La ripresa dell'economia si evince anche dalla crescita al 3,5% dei trasporti a trazione elettrica (essenzialmente trasporto merci per ferrovia). Sono invece cresciuti meno della media i consumi elettrici del settore degli usi civili (1,2%), che denuncia un ritardo del settore dei servizi e dei consumi finali domestici, mentre l'agricoltura ha segnato un calo dei consumi.

Tavola 5.4 Bilancio dell'energia elettrica 2005 – 2010

TWh

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Produzione lorda	303,7	314,1	313,8	319,1	300,2	306,5
<i>Termoelettrica convenzionale</i>	248,2	256,9	260,3	255,4	226,6	229,0
<i>Solidi</i>	38,8	38,9	38,7	37,1	39,7	37,9
<i>Gas naturale</i>	149,3	158,1	172,6	172,7	147,3	153,8
<i>Prodotti petroliferi</i>	35,8	33,8	22,9	19,2	15,9	10,9
<i>Altre fonti</i>	24,4	26,0	26,1	26,4	23,7	26,5
<i>Idroelettrica</i>	42,9	43,4	38,4	47,2	53,4	53,7
<i>da apporti naturali</i>	36,1	37,0	32,8	41,6	49,1	50,6
<i>da pompaggi</i>	6,9	6,4	5,6	5,6	4,2	3,2
<i>Altre rinnovabili</i>	12,5	13,8	15,1	16,5	20,2	23,8
<i>Geotermoelettrica</i>	5,3	5,5	5,6	5,5	5,3	5,4
<i>Biomasse e rifiuti</i>	4,8	5,3	5,4	6,0	7,6	9,3
<i>Eolica e fotovoltaica</i>	2,3	3,0	4,1	5,1	7,2	9,1
Consumi dei servizi ausiliari	13,1	12,9	12,6	12,1	11,5	11,7
Produzione netta	290,6	301,2	301,2	307,1	288,7	294,9
Energia destinata ai pompaggi	9,3	8,8	7,7	7,6	5,8	4,3
Energia destinata ai consumi	281,3	292,5	293,6	299,4	282,9	290,5
Importazioni nette	49,2	45,0	46,3	40,0	45,0	43,9
<i>Importazioni</i>	50,3	46,6	48,9	43,4	47,1	45,8
<i>Esportazioni</i>	1,1	1,6	2,6	3,4	2,1	1,8
Energia richiesta sulla rete	330,4	337,5	339,9	339,5	327,8	334,5

Fonte: Terna.

La ripresa del fabbisogno è stata accompagnata da un rilancio della produzione interna che è pur sempre rimasta inferiore ai valori espressi nel 2006. L'incremento di 6,3 TWh rispetto al 2009 è dovuto soprattutto alle fonti rinnovabili (+4,0 TWh), ma va comunque sottolineata la vigorosa ripresa della generazione termoelettrica da gas naturale (+6,5 TWh), contrastata solo dal forte calo della generazione da prodotti petroliferi (-5,0 TWh). Il più forte contributo tra le fonti rinnovabili è venuto dall'energia eolica e fotovoltaica (+1,9 TWh), seguito dalle biomasse e rifiuti (1,7 TWh) e dall'energia idroelettrica da apporti naturali (1,4 TWh). Il consistente aumento della generazione interna ha limitato le importazioni nette che sono calate di 1,0 TWh.

Nuova capacità di generazione nel periodo 2010 – 2015

Dal 2002 al 2010 sono stati conclusi positivamente circa 50 procedimenti autorizzativi per un totale di 22,1 GW di potenza termoelettrica di impianti con oltre 300 MW di capacità. La nuova potenza elettrica effettivamente entrata in esercizio nello stesso periodo, al netto delle dismissioni, risultava pari a 23,4 GW, alquanto superiore in quanto comprende anche potenza autorizzata in anni precedenti al 2002 (Tav. 5.5). Ulteriori 1.565 MW di potenza elettrica autorizzata e in fase di realizzazione sono previsti entrare in esercizio entro il 2013. Inoltre, a fine 2010 erano in varie fasi di valutazione quasi 40 impianti per una potenza complessiva pari a 19,0 MW, i quali una volta autorizzati e considerati i tempi tecnici di realizzazione, difficilmente potrebbero entrare in esercizio prima del 2013. Questa potenza non include quella di impianti esistenti per i quali è prevista la sostituzione di gruppi, la riconversione ad altri combustibili o altri tipi di riabilitazione. Oltre il 90% della potenza autorizzata e in fase di valutazione è generata dal gas naturale. La distribuzione regionale di questi impianti, riportata nella tavola 5.6, indica una preponderanza di nuova potenza nelle aree meridionali.

Tavola 5.5 Potenza termoelettrica autorizzata ed entrata in esercizio nel periodo 2002-2010

MW

Anno	POTENZA AUTORIZZATA	POTENZA ENTRATA IN ESERCIZIO
2002	7.955	0
2003	4.047	550
2004	6.340	2.105
2005	1.200	3.382
2006	750	3.385
2007	0	2.680
2008	0	3.233
2009	400	3.989
2010	1.465	4.050
Totale	22.157	23.374

Fonte: Ministero per lo sviluppo economico.

Dalla tavola 5.6 si può dedurre un ritardo medio attorno a 4 anni tra la conclusione del processo autorizzativo e l'entrata in esercizio, mentre i tempi tecnici di costruzione raramente superano un paio di anni. Quello che non è apparente dalla tabella è la durata dell'iter complessivo prima dell'autorizzazione finale che in alcuni casi ha richiesto anche 7 – 8 anni. I tempi alquanto lunghi

tra la richiesta iniziale e l'entrata in esercizio delle centrali, come anche delle reti di trasporto¹⁵, sono da collegare ai tempi tecnici per l'espletamento delle complesse analisi e all'incrociarsi di molteplici competenze per ottenere il decreto VIA. I tempi si allungano anche per via della diversità delle procedure previste dai Ministeri che rilasciano la valutazione ambientale. Il Codice ambiente, cui fa riferimento il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e dei mari, stabilisce un tempo limite di 330 giorni per rilasciare un parere, mentre il Ministero per i beni e le attività culturali al fine del rilascio del parere di competenza fa riferimento alle soprintendenze che non prevedono limiti di tempo.

Tavola 5.6 Potenza termoelettrica autorizzata, in corso di valutazione a fine 2010 ed entrata in esercizio nel periodo 2002-2010

MW

AREE E REGIONI	AUTORIZZATI DAL 2002	IN CORSO DI VALUTAZIONE A FINE 2010	TOTALE	REALIZZATI DAL 2002
NORD	9.478	6.006	15.484	8.312
Piemonte	2.342	400	2.742	1.950
Valle d'Aosta	0	0	0	0
Lombardia	3.836	2.216	6.052	3.850
Trentino Alto Adige	0	0	0	0
Veneto	797	1.530	2.327	0
Friuli Venezia Giulia	797	400	1.197	800
Liguria	0	460	460	0
Emilia Romagna	1.706	1.000	2.706	1.712
CENTRO	1.534	2.900	4.434	790
Toscana	787	250	1.037	790
Umbria	0	800	800	0
Marche	0	1.450	1.450	0
Lazio	747	400	1.147	0
SUD E ISOLE	11.145	10.080	21.225	7.550
Abruzzo	827	980	1.807	0
Molise	747	1.180	1.927	0
Campania	2.755	1.610	4.365	1.600
Puglia	2.660	2.250	4.910	2.670
Basilicata	0	1.550	1.550	0
Calabria	3.986	2.510	6.496	3.200
Sicilia	0	0	0	0
Sardegna	169	0	169	80
ITALIA	22.157	18.986	41.143	16.652

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

¹⁵ Analogamente per i gasdotti, i terminali di rigassificazione, e le concessioni di stoccaggio di gas.

L'ottenimento del consenso a livello locale, specificamente l'intesa con le autorità regionali, indispensabile per il rilascio dell'autorizzazione, si formalizza nella Conferenza di Servizi, con la pronuncia da parte di una ventina di soggetti coinvolti, fra pubbliche amministrazioni e privati, la quale serve, tra l'altro, a stabilire con gli enti locali le eventuali compensazioni economiche e ambientali per il territorio su cui dovrebbe sorgere l'impianto. In questa fase può sorgere la necessità di approfondimenti degli aspetti ambientali e sociali aprendo una nuova procedura di VIA, che può richiedere anche diversi anni. Le difficoltà nella fase di realizzazione di progetti autorizzati sono dovuti all'intensificarsi di ricorsi contro gli impianti che comportano ritardi nell'avvio delle attività di cantieramento e nell'entrata in esercizio.

Il decreto di autorizzazione giunge alla fine di un processo che può durare anche alcuni anni, nonostante la legge 23 agosto 2004, n. 239¹⁶ preveda un massimo di 180 giorni. A questi ritardi si devono aggiungere quelli della contestazione locale, dopo l'autorizzazione e anche durante la fase di realizzazione, come si è visto nel caso della centrale di Civitavecchia. Ulteriori problemi sopravvivono dal contenzioso che a fine 2010 riguardava ben 29 centrali di potenza maggiore di 300 MW. Tra queste dieci si contavano tra quelle autorizzate dal 2002 in poi per una potenza totale di circa 7,0 GW, ovvero quasi un terzo della capacità autorizzata (Tav. 5.5).

Stato di esercizio, sicurezza e qualità del servizio di trasmissione

Permangono in genere i sovraccarichi nella rete primaria e nelle reti secondarie del nord e centro nord del Paese e le disalimentazioni che hanno caratterizzato il sud anche negli anni passati. La soluzione delle criticità, è rallentata dai ritardi nelle opere di potenziamento della capacità di trasporto degli elettrodotti e/o e della capacità di trasformazione nelle stazioni AAT/AT, dovute soprattutto a problemi di autorizzazione locale. È tuttavia significativo che dopo lunghi anni di attesa è stata rilasciata a fine luglio 2010 l'autorizzazione a procedere con la costruzione della linea Sorgente – Rizziconi tra Calabria e Sicilia, dopo quasi 4 anni di estenuanti valutazioni, trattative e ricorsi di ogni genere.

Tale linea è destinata a ridurre drasticamente, se non proprio eliminare, il differenziale di prezzo tra la Sicilia e il continente, quantificabile in un maggior costo annuo di € 800 milioni. Il cavo sottomarino sotto lo Stretto di Messina, lungo 38 km e con una capacità di 2 GW rappresenterà il record mondiale di lunghezza per cavi in corrente alternata e, oltre a permettere una forte diminuzione del differenziale di prezzo, migliorerà la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico rendendo più efficiente la gestione dei flussi delle centrali nel Meridione d'Italia anche attraverso l'utilizzo dell'energia rinnovabile in forte sviluppo in quest'area.

Stato degli interventi sulla rete di trasmissione

Il piano decennale di Terna prevede investimenti per oltre 8 miliardi di euro che la società stima porteranno ai seguenti principali benefici:

- riduzione delle perdite di energia per 1,2 TWh/anno;
- riduzione delle congestioni tra 5 e 9 GW;
- maggiori capacità di import transfrontaliero tra 3 e 6 GW.

Il Piano strategico prevede investimenti per circa 2,5 miliardi di euro nel periodo 2011 – 15. I progetti che comportano investimenti maggiori di 100 miliardi di euro vengono riportati nella

¹⁶ Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

tavola 5.7 che evidenzia, oltre al costo di ogni singolo progetto, le previsioni degli anni di maggiore spesa nel periodo 2011 – 15, rappresentati in tonalità grigio scuro. La tavola riporta anche le previsioni degli investimenti a carico di Terna previsti per gli interconnettori con la Francia e il Montenegro.

Se il programma viene portato a termine nei tempi indicati, si tratta di un passo avanti molto importante per la qualità del servizio di trasmissione e per l'eliminazione delle congestioni nelle aree attualmente con maggiori problemi. Va tuttavia evidenziato che ben sei dei progetti, per un valore totale di 1.9 miliardi di euro, sono ancora in attesa di autorizzazione e che alla fine dei cinque anni del Piano strategico nessuna delle 15 linee di trasmissione risulterebbe in esercizio, rimanendo da eseguire ancora circa un terzo degli investimenti negli connettori e la metà nella rete nazionale. Al fine di accelerare gli investimenti, l'Autorità ha introdotto un meccanismo di monitoraggio che permetterà a Terna di anticipare la remunerazione incentivante degli investimenti alla fase realizzativa anziché alla fine delle opere di messa in esercizio, misura che tuttavia non accelera la più lunga fase autorizzativa.

Tavola 5.7 Programma di investimento in linee di trasmissione critiche per il sistema elettrico nazionale

LINEA DI TRASMISSIONE	COSTO DI INVESTIMENTO (milioni di €)	PRIMA DEL 2011	2011	2012	2013	2014	2015	2016 E DOPO
Razionalizzazione reti metropolitane ^(A)	867	104						434
Italia - Montenegro ^(B)	775	23						78
Sorgente - Rizziconi (Collegamento Calabria - Sicilia)	714	114						150
Sardegna - Corsica - Italia (SACOI 3)	524	0						267
Italia - Francia ^(B)	340	7						218
Trino - Lacchiarella	337	13						192
Dolo - Camin - Fusina (Veneto) ^(B)	283	11						164
Foggia - Benevento (Puglia - Campania) ^(B)	225	45						124
Montecorvino - Avellino - Benevento	217	13						141
Chignolo Po - Maleo (Lombardia)	200	42						94
Paternò - Pantano - Priolo (Sicilia) ^(B)	184	29						63
Colunga - Calenzano (Toscana - Emilia Romagna)	161	5						156
Collegamento Isola d'Elba	140	6						85
Collegamento Capri	134	0						54
Udine Ovest - Redipuglia (Friuli) ^(B)	101	3						76
INVESTIMENTI COMPLESSIVI	5.202	416						2.294
Rete nazionale	3.563	386						1.732
Interconnettori	1.639	30						562

(A) Milano, Torino, Genova, Roma, Napoli, Palermo.

(B) In attesa di autorizzazione.

Fonte: Terna.

5.2 Gas

Consumi di gas nel 2010 e previsioni di fabbisogno per gli anni successivi

Il 2010 ha visto una ripresa delle attività del settore del gas naturale che deve comunque ascriversi alle rigidità invernali più che alla ripresa dell'economia (Tav. 5.8). L'input alla generazione termoelettrica, in aumento del 4,4% dall'anno precedente, è pur sempre ancora inferiore a quello del 2005. Anche i consumi industriali sono aumentati rispetto al 2009 ma rimangono ancora molto inferiori a quelli del 2008 e degli anni precedenti. Il settore domestico e dei servizi ha segnato il più forte consumo degli ultimi cinque anni, consumo che è tuttavia fortemente influenzato dal clima invernale. Due terzi dell'incremento dei consumi finali di gas naturale è infatti dovuto agli usi civili. Solo il consumo nel settore dei trasporti ha mostrato una forte vivacità (+13%) che continua imperturbabile da almeno un quinquennio, frutto di orientamenti politici che hanno retto alla crisi economica anche in funzione del limitato contributo ai consumi totali, meno del 2%.

L'andamento stagnante del fabbisogno di gas naturale nell'ultimo quinquennio, combinato con gli effetti della crisi economica, non facilitano previsioni sulla ripresa dei consumi. L'evoluzione dei primi sei mesi del 2011 non lasciano molte speranze per una ripresa dei consumi in quest'anno. I quantitativi immessi mensilmente in rete nel 2011 sono stati sistematicamente inferiori a quelli del 2010, con un calo complessivo del 4,5% rispetto all'anno precedente (42,0 contro 44,0 G(m³)). Le indicazioni degli operatori, mediate anche dalla rinuncia allo sviluppo di impianti elettronucleari in Italia, lasciano presagire una ripresa dei consumi nazionali che potrebbero raggiungere 92 G(m³) nel 2015 e 96 G(m³) nell'orizzonte del 2020, rispetto al massimo storico di 86,3 G(m³) nel 2005, con il superamento del petrolio da parte del gas nel 2015 o poco dopo.

Tavola 5.8 Bilancio del gas naturale nel 2005 – 2010

G(m³)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1 Produzione	12,07	10,98	9,71	9,19	7,95	8,24
2 Importazione	73,46	77,40	73,95	76,31	68,75	74,79
3 Esportazione	0,40	0,37	0,07	0,21	0,12	0,14
4 Variazione scorte	-1,13	3,53	-1,31	1,02	-0,88	0,52
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	86,27	84,48	84,90	84,27	77,46	82,38
6 Consumi e perdite del settore energetico	-1,01	-1,00	-1,54	-1,48	-1,32	-1,65
7 Trasformazione in energia elettrica	-30,65	-31,54	-34,29	-33,66	-28,81	-30,08
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	54,61	51,94	49,07	49,13	47,32	50,65
- industria	20,57	19,90	19,16	17,49	14,37	15,39
- trasporti	0,47	0,53	0,59	0,67	0,73	0,82
- usi civili	32,15	30,17	28,18	29,96	31,37	33,59
- agricoltura	0,21	0,18	0,19	0,17	0,17	0,17
- sintesi chimica	1,21	1,16	0,94	0,84	0,69	0,68
- bunkeraggi	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Produzione domestica nel 2010 e prevista per gli anni futuri

Il declino della produzione domestica in corso da oltre un decennio è stato interrotto nel 2010 come riflesso, più che di una ripresa del settore, del calo più forte avvenuto nel 2009 (Tav. 5.8). Con una crescita del 3,4% la produzione sembra infatti tornata prossima alla linea di discesa di lungo periodo. Sono stati prodotti da giacimenti sul territorio nazionale e nelle acque territoriali 8,2 G(m³), rispetto agli 8,0 G(m³) del 2009 e ai 9,2 G(m³) del 2008. La produzione è avvenuta per poco meno di tre quarti da giacimenti coltivazioni in mare. Il continuo declino della produzione ne riduce via via la copertura dei consumi nazionali: da valori attorno al 30% alla fine degli anni novanta, si è passati a valori prossimi al 20% nella prima metà degli anni duemila, per arrivare all'10% nel 2010.

Tavola 5.9 Attività di esplorazione e sviluppo dal 1985 al 2010

ANNI	PERMESSI	NUMERO DI POZZI		METRI PERFORATI (X1.000)		RISERVE RECUPERABILI G(m ³)	PRODUZIONE G(m ³)	RAPPORTO R/P (anni)
		ESPLORAZIONE	SVILUPPO	ESPLORAZIONE	SVILUPPO			
1985 - 89	312	88	68	189,4	157,7	296	16,0	18,5
1990 - 94	175	40	63	101,2	173,1	316	18,6	17,0
1995 - 99	164	28	34	75,6	74,6	274	19,4	14,2
2000 - 04	123	12	29	27,1	60,8	213	14,8	14,4
2005	90	7	33	15,1	66,0	170	12,0	14,2
2006	93	15	31	27,0	51,3	151	10,8	13,9
2007	90	10	28	19,4	50,9	128	9,7	13,2
2008	98	7	25	13,9	56,1	99	9,3	10,7
2009	97	3	49	5,6	74,9	92	8,0	11,6
2010	117	3	28	4,2	52,5	103	8,2	12,5

Fonte: UNMIG.

Dopo un declino durato la maggior parte di un decennio, le attività di esplorazione e sviluppo hanno mostrato una ripresa nel 2009, probabilmente indotta dall'alto prezzo degli idrocarburi negli anni precedenti, i cui risultati paiono tutt'altro che trascurabili (Tav. 5.9). Il 2009 ha infatti visto un ritorno del numero di pozzi e metri perforati a livelli tipici dei primi anni del decennio. Tale risveglio è durato solo un anno. Con il calo del prezzo rispetto ai massimi del 2007 - 08, i parametri indicativi dell'impegno in esplorazione e sviluppo sono di nuovo peggiorati ma l'impulso ricevuto nel 2010 ha avuto l'effetto di causare un sostanziale aumento del 12% delle riserve recuperabili, da 92 a 103 G(m³), invertendo una tendenza che durava ininterrotta dal 1991, e forse di aver contribuito alla leggera ripresa della produzione.

Importazioni di gas nel 2010

L'aumento del fabbisogno per usi interni di 4,9 G(m³) tra il 2009 e il 2010 e il leggero rialzo della produzione domestica di 0,3 G(m³) si è riflesso in un incremento di 6,0 G(m³) di importazioni di cui 0,5 G(m³) in eccesso sono andati negli stoccaggi, come si rileva dalla tavola 5.8. La quota delle importazioni provenienti da paesi extracomunitari è aumentata da 81% nel 2009 a 89% nel 2010, per via dell'avvio a regime del terminale di Rovigo per l'importazione dal Qatar, ma soprattutto dell'interruzione del metanodotto Transigas che ha praticamente annullato le importazioni dalla

Norvegia e dai Paesi Bassi negli ultimi mesi dell'anno (Tav. 5.10). C'è da chiedersi cosa sarebbe successo se la frana che ha interrotto l'operatività del gasdotto fosse avvenuta nella primavera del 2011, in piena crisi libica, quando sarebbero venute a mancare un terzo delle forniture, seppure per pochi mesi, ma alla fine della stagione invernale quando gli stoccaggi sono pressoché vuoti.

Tavola 5.10 Importazioni di gas per paese di origine nel periodo 2005 - 2010

M(m³) a 38,1 MJ/m³

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Algeria	27.464	28.169	24.584	25.992	22.538	27.742
Russia	23.326	22.520	22.667	22.278	22.742	22.328
Libia	4.493	7.692	9.241	9.872	9.098	9.341
Paesi Bassi	8.040	9.372	8.038	9.416	7.158	4.088
Norvegia	5.723	5.745	5.581	6.277	4.772	3.683
Qatar	0	0	0	0	1.538	7.031
Altri	4.414	3.901	3.839	3.032	900	579
Totale	73.460	77.399	73.950	76.867	68.747	74.793
Indice HHI	2.633	2.478	2.383	2.369	2.506	2.566

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Capacità di importazione nel 2010 e previsioni a breve termine

L'anno termico 2010 – 11 non ha visto ulteriori incrementi di capacità via metanodotto dopo quelli portati a termine da Eni nei punti di entrata di Tarvisio (6,0 M(m³)/giorno) e di Gela (0,8 M(m³)/giorno) nell'anno termico precedente (Tav. 5.11). Con il completamento del programma di potenziamento del metanodotto Greenstream, la capacità conferibile a Gela dovrebbe salire di 2,4 M(m³)/giorno a partire da ottobre 2011. Con il superamento dell'interruzione delle importazioni dal nord Europa sul Transitgas, la capacità di importazione via metanodotto nell'anno termico 2011–12 dovrebbe pertanto raggiungere quasi 299 M(m³)/giorno, indipendentemente dalla situazione politica in Libia che, tuttavia, influenzerà i quantitativi effettivamente importati. Con il ritorno a pieno regime dell'impianto di Panigaglia, dopo la fase di manutenzione dei vaporizzatori, la capacità di importazione per l'anno termico 2011–12 è tornata a 39,4 M(m³)/giorno.

Complessivamente la capacità di importazione via metanodotto e via nave è aumentata di quasi il 20% negli ultimi cinque anni, da 284 nell'anno termico 2006 – 07 a 338 M(m³)/giorno nell'anno termico 2011-12. Dal piano strategico di Snam Rete Gas per il potenziamento della rete di trasporto interna, si può dedurre la necessità di un ulteriore aumento della capacità di importazione a circa 350 M(m³)/giorno nel 2013 e a 375 nell'orizzonte del 2015, attuabile mediante l'estensione della rete di trasporto di circa 1.300 km rispetto agli oltre 31.500 km attuali e il potenziamento delle centrali di compressione di circa il 20% rispetto all'attuale potenza di circa 850 MW. Tali previsioni non tengono conto dell'impegno di creare un hub del gas nel sud Europa attraverso iniziative finalizzate al transito di gas destinato all'estero.

Tavola 5.11 Capacità di importazione di tipo continuoM(m³)/giorno

PUNTO DI ENTRATA	ANNO TERMICO						
	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011-2012
Via metanodotto	251,1	271,4	272,3	289,8	296,2	296,2	298,6
Tarvisio	88,3	100,9	100,9	101,0	107,0	107,0	107,0
Gorizia	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Passo Gries	57,5	57,5	57,8	59,4	59,0	59,0	59,0
Mazara del Vallo	80,5	86,0	86,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Gela	22,8	25,0	25,6	28,4	29,2	29,2	31,6
Via nave	13,0	13,0	13,0	13,0	39,4	36,2	39,4
Panigaglia	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0	9,8	13,0
Rovigo	0,0	0,0	0,0	0,0	26,4	26,4	26,4
TOTALE	264,1	284,4	285,3	302,8	335,6	332,4	338,0

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati di Snam Rete Gas.

Nuovi gasdotti di importazione

Nonostante il quadro di incertezza, provocato dal calo della domanda e dall'aumento dell'offerta, con la conseguente diminuzione del prezzo, sono stati fatti significativi passi avanti dei progetti di importazione via gasdotto, illustrati nella tavola 5.12. Si evidenziano l'accordo tra Turchia e Azerbaijan firmato nel mese di giugno 2010 per il transito verso l'Europa del gas proveniente dalla seconda fase di sviluppo del giacimento azero di Shah Deniz nonché la dichiarazione congiunta del gennaio 2011, firmata dallo stesso Azerbaijan e dall'Unione europea, tramite la quale il paese del Caspio si è impegnato a vendere gas all'Europa che, a sua volta, si è impegnata ad acquistarlo.

Date le limitazioni nelle risorse di gas azero, le perplessità e dubbi sulla futura disponibilità di gas iraniano¹⁷ e iracheno, rimane tuttavia incerto il futuro dei progetti ITGI, TAP e Nabucco. Si è avuta notizia di contatti tra i promotori dei gasdotti ITGI e TAP (che si sovrappongono in gran parte sia per il tracciato, sia per la fonte di approvvigionamento), oltre che tra i promotori di ITGI e Nabucco. Il gas azero disponibile nel breve e medio termine è sufficiente per solo uno dei tre progetti, anche se le potenzialità nel più lungo termine potrebbero soddisfare le esigenze di tutti e tre. Al riguardo, data la fase oramai avanzata di sviluppo dei giacimenti di Shah Deniz, si attende una decisione definitiva del governo azero entro la fine del 2011. In ogni caso, sono stati fatti passi avanti sia per TAP che per ITGI.

Nel mese di maggio 2010 il progetto TAP è stato rafforzato dall'entrata nella joint venture di E.On Ruhrgas con una quota pari al 15%. In ottobre il Ministero dello sviluppo economico ha inserito il tratto dell'*interconnector* ricadente nel mare territoriale italiano nella Rete nazionale gas (RNG). A fine marzo 2011 si è concluso lo studio sul tracciato greco con l'individuazione di un percorso di 190 km fino al confine con l'Albania. All'inizio di aprile 2011 la società che progetta il gasdotto ha siglato un protocollo d'intesa con il gestore della rete bosniaca BH-Gas per lo sviluppo del mercato locale e la diversificazione delle forniture nel Sudest dell'Europa.

¹⁷ Nonostante l'esistenza di un contratto già stipulato dalla società Egl per la fornitura di 5,5 miliardi di m³/anno per 25 anni.

Tavola 5.12 Nuovi gasdotti in progetto

PROGETTO	CAPACITÀ NOMINALE (G(m ³)/anno)	LUNGHEZZA (km)	INGRESSO IN ITALIA	DATA STUDIO DI FATTIBILITÀ	PREVISIONE DI INIZIO ESERCIZIO
IGI	8,8	250	Otranto (BR)	2005	2015
Galsi	8 - 10	840	Iglesias (CA)	2005	2014
TAP	10 - 20	520	Brindisi (BR)	2006	2015
TGL	11,4	260	Malborghetto (UD)	Progettazione	2015
Interconnector Italia - Austria	1,3	48	Bressanone (BZ)	In corso	ND
TOTALE	39,5 - 51,5	-	-	-	-

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Per quanto riguarda il progetto ITGI, sono da segnalare gli accordi dei governi italiano, greco e bulgaro che allargano la copertura del progetto anche ad altri paesi del Sudest europeo, rafforzando la valenza strategica di ITGI ma anche accrescendo di fatto il suo livello di concorrenza con il parallelo progetto Nabucco, che insiste sulle medesime aree geografiche. In particolare, nel marzo 2010 IGI Poseidon (il ramo dell'ITGI che porterebbe gas destinato all'Italia) ha siglato un primo accordo societario con la società Bulgarian Energy Holding per la realizzazione di bretella tra il gasdotto IGI e la Bulgaria, con una capacità compresa tra 3 e 5 G(m³)/anno, successivamente confermata a novembre con la firma, a Sofia, di un accordo tra le società Edison, Depa e Bulgarian Energy Holding alla presenza delle autorità italiane, greche e bulgare e, a dicembre, con la costituzione dell'*asset company* Interconnector Greece Bulgaria Ead, con il compito di realizzare il nuovo gasdotto IGB Interconnector Greece – Bulgaria.

L'abbondanza di gas, dovuta soprattutto alla depressione economica e allo sviluppo del gas non convenzionale negli Stati Uniti, spiegano in buona parte l'ulteriore rinvio della decisione finale di investimento sul progetto GALSI, originariamente attesa entro la metà del 2010. Ciononostante, l'anno trascorso ha visto importanti passi avanti nell'iter autorizzativo di questo gasdotto che dovrebbe collegare l'Algeria alla costa toscana, passando per la Sardegna. Nell'ottobre scorso è stata accolta l'istanza per il riconoscimento di accesso prioritario e il tratto di collegamento tra il punto di approdo del GALSI sul continente a Piombino e la rete di trasporto nazionale con l'inserimento nella RNG da MSI. Il 24 febbraio 2011, a seguito del parere favorevole espresso dalla regione Toscana per il tratto sottomarino di collegamento tra Olbia e Piombino, il Ministero dell'ambiente ha rilasciato il decreto di VIA positiva.

Nel mese di luglio 2010, il consorzio GALSI (composto dalle società Sonatrach 41,6%, Edison 20,8%, Enel 15,6%, Sfires 11,6% ed Hera Trading 10,4%) ha quindi emesso i bandi di prequalifica, rivolti alle aziende interessate a partecipare alle future gare per la realizzazione delle due sezioni *offshore* della condotta (Algeria-Sardegna e Sardegna-Toscana) e per la fornitura delle tubazioni per le stesse sezioni. Propedeutica al completamento dell'iter di autorizzazione unica, rilasciata dal MSE, è ora la Conferenza dei servizi tra le Regioni Sardegna e Toscana. Nell'ipotesi di una decisione finale sull'investimento entro la fine del 2011, l'entrata in funzione del nuovo collegamento potrebbe avvenire nel 2014.

Invece, sempre per l'incertezza sugli sviluppi futuri del gas naturale, non vi sono state novità sul gasdotto Tauern Gas Leitung (TGL), che dovrebbe percorrere 260 km in territorio austriaco dal confine italiano a quello tedesco, progetto portato avanti dal consorzio Tauerngasleitung Studien

und Planungsgesellschaft Mbh, controllato da E.On per il 45% e per il restante 55% da cinque società austriache.

Per quanto riguarda i gasdotti esistenti, il completamento del potenziamento del Greenstream a 31,6 M(m³)/giorno (dagli attuali 29,2), programmato per ottobre 2011 subirà necessariamente qualche ritardo, a causa della situazione politica libica. La condotta che trasporta in Italia il gas proveniente dalla Libia, posseduta con quote paritarie da Eni e dalla compagnia di Stato libica Noc, è infatti praticamente fermo dalla fine di febbraio 2011, quando è stato chiuso per lo scoppio dei disordini.

Nuovi terminali di gas naturale liquefatto

L'anno trascorso dalla precedente *Relazione Annuale* ha visto importanti progressi degli iter autorizzativi per la costruzione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL sulle coste italiane o nelle acque antistanti, sinteticamente riassunti nella tavola 5.13. Nel 2010 il Ministero dell'ambiente ha infatti rilasciato decreti di VIA positivi per l'espansione del terminale di Panigaglia (SP) e per i nuovi terminali di Brindisi (BR), di Monfalcone (TS), di Rosignano (LI) e di Zaule (TS) incluso, per quest'ultimo, anche il gasdotto di collegamento con la RNG. Inoltre, a gennaio 2011 anche il progetto di Porto Recanati (AN) ha ricevuto la VIA positiva.

Tuttavia, è difficile che i suddetti impianti entrino in esercizio in tempi ravvicinati sia perché, com'è noto, a valle del giudizio ambientale positivo il MSE rilascia l'autorizzazione unica alla costruzione e all'esercizio di un impianto solo dopo che si sia svolta la Conferenza dei servizi (che può rimettere tutto in causa) e perché le mutate condizioni del mercato del gas hanno indotto le imprese proponenti i progetti a rivedere i piani di investimento. Ad esempio, non è ancora iniziata la costruzione del terminale di Gioia Tauro pur avendo ottenuto il via libera definitivo nel dicembre 2009.

Si trovano in fase più avanzata gli impianti di Toscana Offshore (LI), di Falconara Marittima (AN) e di Porto Empedocle (AG). Il primo, consistente in una nave metaniera opportunamente trasformata in un terminale galleggiante ancorato in modo permanente a circa 22 km al largo della costa Toscana tra Livorno e Pisa, prevede l'arrivo del primo carico di gas nella seconda metà del 2012. Il secondo, da realizzare mediante adeguamento dell'esistente piattaforma petrolifera posta a 16 km dalla costa, ha ricevuto il via libera definitivo dalla Conferenza dei servizi nel mese di luglio 2011. Per il terzo è arrivato, sempre nel luglio 2011, il via libera definitivo dal Consiglio di Stato che ha accolto il ricorso della società Nuove Energie contro la sentenza del TAR Lazio che aveva imposto il fermo dei lavori in dicembre 2010 su istanza del Comune di Agrigento e di un comitato ambientalista.

Tavola 5.13 Nuovi terminali di GNL

PROGETTO	PROVINCIA DI LOCALIZZAZIONE	CAPACITÀ (Gmc/anno)	SOCIETÀ PROPONENTI	PREVISIONE DI INIZIO ESERCIZIO	STATO DI AVANZAMENTO
Brindisi	Brindisi	8	Brindisi LNG (British Gas Italia)	ND	Ottenuto VIA positiva, nonostante parere negativo della Regione. In attesa di avvio della Conferenza dei servizi.
Falconara	Ancona	4	Api Nòva Energia	ND	Via positiva nel luglio 2010.
Toscana offshore	Livorno	3,75	OLT LNG (E.On, Gruppo Iride, OLT Energy Toscana, Golar LNG)	2012	Concessa esenzione totale al TPA per un periodo di 20 anni. Impianto in allestimento con primo carico di GNL previsto per la seconda metà del 2012.
Rosignano	Livorno	8	Edison, BP, Solvay	ND	Via positiva nel novembre 2010, nonostante parere negativo della Regione in quanto un altro terminale (Toscana offshore) è già in costruzione. Ricorso al TAR presentato nel febbraio 2011.
Gioia Tauro	Reggio Calabria	12	LNG MedGas (Cross Gas, Sorgenia, Iride)	2014	VIA favorevole nel settembre 2008 e nulla osta definitivo nella Conferenza dei servizi in dicembre 2009.
Taranto	Taranto	8	Gas Natural Internacional	ND	Parere negativo del Comitato regionale VIA e della giunta regionale nell'estate 2008. VIA interlocutoria negativa del MinAmbiente nel gennaio 2012.
Trieste Zaule	Trieste	8	Gas Natural Internacional	2013	Decreto VIA positiva per l'impianto e per il gasdotto di collegamento con la rete nazionale, rispettivamente, luglio 2009 e ottobre 2010.
Monfalcone	Trieste	8	Alpi Adriatico (E.On)	ND	Decreto VIA positivo nell'ottobre 2010.
Porto Empedocle	Agrigento	8	Nuove Energie (Enel)	2015	VIA positiva nel settembre 2008. Parere positivo della Conferenza dei servizi in gennaio 2009. Autorizzazione definitiva nell'ottobre 2009. Concessa esenzione totale dal TPA per 25 anni. Riavvio dei lavori previsto a settembre 2011.
Rada di Augusta	Siracusa	8	Ionio Gas (Erg Power & Gas - Shell Energy Italia)	2014	Parere positivo della Commissione regionale VIA nel settembre 2008. Conferenza dei servizi aperta nel luglio 2009. Progetto avversato dai Comuni interessati.
Porto Recanati	Ancona	5	Tritone GNL (Gaz de France Suez)	ND	Via positiva nel gennaio 2011.
Panigaglia	La Spezia	8	GNL Italia (ENI)	2014	Via positiva nel settembre 2010.
TOTALE		88,75			

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Caratteristiche dello stoccaggio nel 2010–11 e nuovi progetti di concessione

Nell'anno termico 2010 - 11 il sistema nazionale di stoccaggio ha reso disponibile per il conferimento uno spazio complessivo di riserva attiva pari a 14,7 G(m³) in aumento di circa 400 M(m³) rispetto al precedente anno termico (tabella 5.14). La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico rimane pari a 5,1 G(m³), come stabilito dal MSE sulla base dei programmi di importazione dai Paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti, delle condizioni delle infrastrutture di importazione, nonché dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti. La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è pertanto ammontata a 9,6 G(m³), in aumento di 400 M(m³) rispetto all'anno termico 2009 - 10. La disponibilità di punta giornaliera del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, valutata al termine della stagione di erogazione del gas destinato al servizio di modulazione era pari complessivamente a 153 M(m³), in aumento di 1 M(m³), rispetto agli ultimi cinque anni.

Gli aumenti annui di riserva attiva evidenziati nella tabella 5.14 sono dovuti essenzialmente all'aumento della pressione massima di stoccaggio. La creazione di nuovi stoccaggi difficilmente sarà possibile prima del 2013, anche se sono stati fatti significativi passi avanti. Con la conclusione dell'iter autorizzativo nel mese di aprile 2009, l'MSE ha conferito la concessione per lo stoccaggio nei siti di San Potito – Cotignola e nel mese di giugno 2010 i proponenti (Edison Stoccaggio e Blugas Infrastrutture) hanno avviato i cantieri per la riconversione dei due giacimenti. L'entrata in esercizio degli impianti, attesa per il 2013, consentirà di incrementare l'attuale capacità di stoccaggio nazionale per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto di circa 900 milioni di m³ e la capacità di erogazione massima alla punta di 7,2 M(m³) /giorno.

Tavola 5.14 Caratteristiche del sistema di stoccaggio

Spazio in M(m³) e disponibilità di punta in M(m³)/giorno

	ANNO TERMICO					
	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010-2011
Spazio	13,019	13,549	13,582	13,918	14,335	14,746
per stoccaggio strategico	5,100	5,100	5,100	5,100	5,100	5,100
per riserva attiva	7,919	8,449	8,482	8,818	9,235	9,646
Disponibilità di punta a fine stagione	152	152	152	152	152	153

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

Inoltre, come si può vedere dalla tabella 5.15, rispetto al quadro presentato lo scorso anno, si registrano novità importanti per i progetti di Bordolano (CR, BG) e Cornegliano (LO) e progressi significativi anche per Cugno Le Macine – Serra Pizzuta (MT), Sinarca (CB), Bagnolo Mella (BS) e Palazzo Moroni (AP). Se tutti i progetti sopra citati vanno in porto, si può stimare per l'anno termico 2015 – 16 un incremento della riserva attiva di circa 4 G(m³) (+ 29% rispetto ad oggi) e della capacità di erogazione massima alla punta di 56 M(m³) (+ 37%).

Per Bordolano, dopo il VIA favorevole nel mese di novembre 2009 e ottenute tutte le autorizzazioni, nel mese di luglio 2010 Stogit ha avviato l'iniezione anticipata del cushion gas e si prevede l'avvio dell'erogazione del gas a partire dall'inverno 2013. Con la conclusione dell'iter autorizzativo e l'emissione del decreto di concessione da parte del MSE nel marzo del 2011, la società Italgas Storage prevede l'entrata in servizio dello stoccaggio di Cornegliano nell'autunno

del 2014. L'entrata in servizio di questi due stoccaggi consentirà di incrementare di 2,3 G(m³) lo spazio attualmente disponibile per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto e di 37 M(m³)/giorno la capacità di erogazione massima alla punta.

Entrambi i progetti nei siti lucani di Cugno Le Macine e Serra Pizzuta di Geogastock¹⁸, hanno ottenuto VIA positiva e ricevuto in aprile 2010 il nulla osta di fattibilità. Per questi progetti è attualmente in corso la Conferenza dei servizi, come anche per lo stoccaggio di Sinarca, di cui è titolare Gas Plus Storage insieme con Edison Stoccaggio. Con il parere favorevole della Commissione UNMIG e la richiesta di VIA vi sono stati progressi anche per i siti di Palazzo Moroni (di Edison Stoccaggio) e di San Benedetto (di Gas Plus Storage, Gaz de France e Acea). Se tutti i progetti sopra citati vanno in porto, si può stimare per l'anno termico 2015 – 16 un incremento della riserva attiva di circa 4 G(m³) (+ 29% rispetto ad oggi) e della capacità di erogazione massima alla punta di 56 M(m³) (+ 37%).

A questi incrementi occorre aggiungere una capacità di riserva attiva pari a 4 G(m³) che, ai sensi del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, Eni si è impegnata a realizzare tramite la società Stogit entro l'1 settembre 2015, come poi confermato con il decreto 31 gennaio 2011 del MSE.

Tavola 5.15 Stato di avanzamento delle concessioni di stoccaggio nel giugno 2010

PROGETTO	PROVINCIA	WORKING	EROGAZIONE	PREVISIONE	ASSEGNATARIO	STATO DI AVANZAMENTO
		GAS M(m ³)	DI PUNTA M(m ³)/giorno	DI INIZIO ESERCIZIO		
Alfonsine	RA	1.550	10,0	ND	Stogit	Autorizzato ma l'avvio presenta difficoltà tecniche e ambientali.
Bordolano	CR, BG	1.200	20,0	2010 - 11	Stogit	VIA favorevole; ottenute le autorizzazioni. Da luglio 2010 è operativo l'impianto di iniezione anticipata del cushion gas.
Cornegliano	LO	1.010	16,5	2014	Ital Gas Storage (Gestione Partecipazioni, Ascopiave, Speia)	VIA favorevole. Conferenza dei Servizi in novembre 2009. Decreto di concessione emesso il 15 marzo 2011.
Cotignola - San Potito	RA	915	7,2	2013	Edison Stoccaggio, Blugas Infrastrutture	Avviato il cantiere per i lavori di costruzione nel giugno 2010.
Serra Pizzuta	MT	100	0,7	ND	Geogastock (Avelar Energy)	VIA positiva nel febbraio 2009. Nulla osta di fattibilità in aprile 2010. Attualmente in istanza di concessione.
Cugno le Macine	MT	700	8,0	ND	Geogastock (Avelar Energy)	VIA positiva nel febbraio 2009. Nulla osta di fattibilità in aprile 2010. Attualmente in istanza di concessione.
Palazzo Moroni	AP	70	0,8	ND	Edison Stoccaggio	Parere favorevole della Commissione UNMIG. Richiesta del VIA nel maggio 2011.

¹⁸ L'impresa controllata al 100% dalla società svizzera Avelar Energy (a sua volta controllata dalla russa Renova Industries).

PROGETTO	PROVINCIA	WORKING	EROGAZIONE	PREVISIONE	ASSEGNATARIO	STATO DI AVANZAMENTO
		GAS M(m ³)	DI PUNTA M(m ³)/giorno	DI INIZIO ESERCIZIO		
Sinarca	CB	324	3,2	ND	Gas Plus Storage e Edison Stoccaggio	VIA favorevole nel novembre 2008. Conferenza dei servizi nel maggio 2010.
Poggiofiorito	TE	160	1,7	ND	Gas Plus Italiana	Parere favorevole della Commissione UNMIG nel maggio 2008. Richiesta del VIA nel giugno 2008.
Bagnolo Mella	BS	ND	ND	ND	Edison Stoccaggio e Retragas	Parere favorevole della Commissione UNMIG nell'aprile 2009. Richiesta del VIA nel maggio 2009.
Voltido	CR	ND	ND	ND	Blugas Infrastruttura8re	Parere favorevole della Commissione UNMIG nel giugno 2008. Richiesta del VIA nel giugno 2008.
Romanengo	CR	ND	ND	ND	Enel Trade	Parere favorevole della Commissione MIG nel giugno 2008. VIA presentata nell'ottobre 2008.
San Benedetto	AP	ND	ND	ND	Gas Plus Storage, Acea, Gaz de France	Parere favorevole della Commissione UNMIG nel giugno 2008. Richiesta del VIA nel luglio 2010.
Rivara	RA	3.000	32,0	ND	ERG Rivara Storage (ERG, Independent Gas Management)	Progetto in istruttoria; avverso dai Comuni interessati; parere negativo al VIA; richieste integrazioni di documentazione.
TOTALE		9.029	100,1			

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Bilancio tra domanda e offerta nel breve e medio termine

Considerando la crisi economica in atto e il contemporaneo ribasso del fabbisogno di gas naturale nonché il potenziamento delle capacità di importazione in Italia, risulta difficile pensare che vi siano problemi di approvvigionamento di gas naturale nei prossimi anni a meno che non vi siano interruzioni di lunga durata da parte dei principali fornitori (Algeria e Russia). Con la sola entrata in funzione dei nuovi terminali di rigassificazione, per una capacità di importazione aggiuntiva di circa 20 M(m³), vi sarà semmai un eccesso di gas.

6 OBBLIGHI RELATIVI AL SERVIZIO PUBBLICO E TUTELA DEI CONSUMATORI

Nell'anno 2010 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha proseguito la propria attività nella direzione di una sempre più intensa tutela di consumatori ed utenti sia del mercato elettrico sia del mercato del 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 progressiva armonizzazione e omogeneizzazione della regolazione settoriale degli aspetti commerciali, pur nel rispetto delle differenze strutturali che caratterizzano i settori dell'energia elettrica e del gas. Nel 2010 non vi sono state sostanziali modifiche ai requisiti imposti alle imprese che operano nei mercati dell'energia elettrica e del gas. Vediamo in dettaglio.

Separazione delle attività di distribuzione e di vendita

La legge 125/07, che ha dato attuazione ad alcune disposizioni delle Direttive 55 e 54 del 2003, ha imposto la separazione legale fra gli esercenti delle attività di vendita di energia elettrica e quelli della distribuzione con oltre 100.000 clienti (10 su un totale di 144).

I soggetti esercenti la vendita di gas naturale (231 soggetti in attività nel 2010) devono essere separati societariamente dai distributori (237 i distributori attivi nel 2010) e devono autorizzati a svolgere tale attività dal Ministero dello sviluppo economico solo nel caso in cui intendano rivolgersi a clienti finali.

Nel 2007 erano state definite le condizioni di separazione amministrativa e contabile (Testo integrato *unbundling*) e nel corso del 2008 erano state approvate le Linee guida per la predisposizione del programma di adempimenti in materia di *unbundling*. A seguito alle decisioni del Consiglio di Stato del dicembre 2008 che aveva annullato tali norme, nell'aprile del 2010, l'Autorità ha introdotto modifiche ed integrazioni alla disciplina della separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nel settore dell'energia elettrica e del gas riguardanti. In particolare queste riguardano: i limiti temporali dell'azione del gestore indipendente, l'esclusione delle attività di misura dagli obblighi di separazione funzionale, l'eliminazione dell'obbligo a carico del gestore indipendente di segnalare all'Autorità decisioni assunte nell'impresa verticalmente integrata contrarie alle finalità di separazione funzionale, previsioni relative all'organico del gestore indipendente, la possibilità prevista dalle direttive del 2° pacchetto di costituire gestori di sistema combinati (distribuzione e trasmissione nell'elettrico e trasporto, rigassificazione, stoccaggio e distribuzione nel gas naturale). Il programma di adempimenti previsto dalle Linee guida approvate nel 2008 dall'Autorità è stato inoltre annullato dalle sentenze del TAR del 2009 e pertanto queste non sono più vincolanti.

Attività di vendita al mercato finale

Non è prevista alcuna autorizzazione per l'esercizio dell'attività di vendita di energia elettrica, ma per permettere ai consumatori di conoscere meglio gli operatori sul mercato, l'Autorità ha istituito dal giugno 2007 la pubblicazione sul proprio sito di elenco volontario delle società di vendita che soddisfano alcuni requisiti di affidabilità. La legge 125/07, nel prevedere la completa liberalizzazione del servizio elettrico, ha inoltre istituito il servizio di "maggior tutela" (i.e. clienti domestici e piccole imprese BT) che beneficia di condizioni di fornitura (qualità e prezzo equi) tutelate e definite dall'Autorità e quello di "salvaguardia" (i.e. clienti non domestici in BT di medie dimensioni e MT che non scelgono un fornitore sul mercato libero) garantito da un fornitore di ultima istanza individuato dal Ministero per lo sviluppo economico con procedure concorsuali. Nel 2010, sulla base dei dati raccolti dall'Autorità, gli esercenti del servizio di "maggior tutela" sono

risultati 150 e quelli del mercato libero 192. Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior 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; per il periodo 1 gennaio 2011 – 31 dicembre 2010 (3 esercenti il servizio di fornitura di ultima istanza in 12 aree territoriali) questi sono:

- la società Exergia per le aree territoriali di Piemonte -Val' Aoasta - Liguria, Trentino-Alto-Adige – Veneto - Friuli-Venezia-Giulia ed Emilia Romagna;
- la società Enel Energia per le aree territoriali di Sardegna, Campania, Umbria – Marche, Basilicata – Calabria e Sicilia.
- la società Hera Comm per le aree territoriali di Toscana, Lombardia, Lazio-Abruzzo e Molise – Puglia.

L'individuazione dei fornitori di ultima istanza relativamente all'anno termico 2010-2011 è stata effettuata nell'ambito delle nuove previsioni di cui alla legge n. 99/09. Con il decreto 6 agosto 2010, il Ministro dello sviluppo economico ha disposto che, per l'anno termico 2010-2011 compete all'Acquirente unico individuare i singoli fornitori di ultima istanza attraverso procedure concorsuali stabilite dall'Autorità. Con la delibera 9 agosto 2010, ARG/gas 131/10, l'Autorità è quindi intervenuta in materia, definendo i criteri per l'individuazione dei singoli fornitori di ultima istanza. L'Acquirente unico, successivamente alla pubblicazione sul proprio sito Internet del *Regolamento per le procedure*, ha effettuato la selezione dei soggetti e ha pubblicato l'avviso sugli esiti della procedura di individuazione dei fornitori di ultima istanza del gas naturale per l'anno termico 2010-2011 (Tav. 6.1).

Tavola 6.1 Graduatoria delle offerte: fornitori ultima istanza

MACROAREA	NUMERO	OPERATORI
AREA Nord -orientale: Valle d'Aosta, Piemonte e Liguria	2	Enel Energia Eni – Divisione Gas & Power
AREA Nord-occidentale Lombardia, trentino Alto Adige, Friuli Venezia Giulia, Veneto ed Emilia Romagna	2	Enel Energia Eni – Divisione Gas & Power
AREA Centrale: Toscana, Umbria e Marche	2	Enel Energia Eni – Divisione Gas & Power
AREA Centro sud, meridionale Abruzzo, Molise, Puglia, Basilicata, Lazio, Campania, Calabria e Sicilia	2	Enel Energia Eni – Divisione Gas & Power

Obblighi dei fornitori, condizioni di fornitura e tutela dei consumatori

Il sistema di obblighi e condizioni di fornitura volte alla tutela dei consumatori nei due mercati elettrico e gas, già in vigore al dicembre 2007 (si veda l'*Annual Report 2008, 2009 e 2010*), è in larga misura disegnato sulla base degli obblighi imposti dalla legge istitutiva dell'Autorità (legge 481/95), che per molti aspetti va oltre ai requisiti posti dalle Direttive europee del 2003. In sintesi, rinviando per maggiori dettagli all'*Annual Report 2010* e precedenti, questo comprende norme comuni per il settore elettrico e quello del gas in materia di:

- **regole di trasparenza dei documenti di fatturazione** (contratto e fornitura, fatturazione, consumi, dettaglio addebiti, pagamenti);
- **condizioni contrattuali di fornitura** minime inderogabili (lettura contatore, calcolo consumi, periodicità fatturazione, tempi e modalità pagamento, ritardo pagamenti e morosità, sospensione fornitura, rateizzazione pagamenti, gestione reclami);
- **Codici di condotta commerciale** per la vendita ai clienti finali (specifici obblighi di comportamento, primo fra tutti quello di informazione, nel contattare i possibili clienti e nella fase di formazione del contratto di fornitura con gli stessi) che prevede anche una apposita **scheda per la confrontabilità dei prezzi** quale strumento per agevolare il confronto delle offerte che verranno presentate ai consumatori, sia domestici sia non domestici, in modo tale da ridurre comportamenti poco trasparenti da parte dei fornitori;
- procedure per la **presentazione dei reclami**;
- **disciplina di morosità** tutelante e della rateizzazione dei pagamenti;
- **strumenti di confrontabilità dei prezzi**;
- lo **Sportello per il consumatore di energia**;
- standard di **qualità commerciale** del servizio, di sicurezza e continuità di fornitura, uniformi sul territorio nazionale vincolanti per i distributori che prevedono anche sistemi di **indennizzo automatico** in bolletta nel caso di il mancato rispetto;
- standard di **qualità per i servizi telefonici commerciali di vendita**.

A riprova del graduale innalzamento del livello di qualità commerciale erogata a seguito della regolazione dell'Autorità, dopo anni di costante aumento, il numero di **indennizzi automatici ai clienti finali per il mancato rispetto degli standard commerciali** è in netta diminuzione ambedue i settori a partire dal 2007: dal picco di 79.072 nel 2003 a 13.005 nel 2010 nel settore dell'energia elettrica e dal picco di 43.886 nel 2007 a 19.468 nel 2010 nel settore del gas naturale.

In tema di tutela dei consumatori e obblighi di servizio pubblico nel corso del 2010 è stata completata la definizione di un **Codice di condotta commerciale della vendita integrato per i due settori** del servizio, con estensione degli strumenti di confrontabilità dei prezzi anche al settore del gas e alle offerte di vendita congiunte di elettricità e gas (c.d. *dual fuel*, contratti sempre più diffusi nel mercato libero).

Sempre relativamente all'armonizzazione settoriale, è entrata in vigore la direttiva per l'**armonizzazione e la trasparenza dei documenti di fatturazione** dei consumi di energia elettrica e di gas distribuito a mezzo di rete urbana, approvata nel 2010. Con la nuova direttiva le bollette sono state rese ancora più comprensibili e trasparenti. Il nuovo schema di bolletta si presenta omogeneo per le forniture sia di energia elettrica sia di gas, nonché per le forniture congiunte di energia elettrica e gas agevolando così il confronto fra le bollette per la fornitura di energia elettrica e quelle per la fornitura di gas.

Importanti modifiche in materia di **rateizzazione del pagamento delle bollette** sono state introdotte anche per il settore del gas naturale nel 2010.

Lo **Sportello per il consumatore di energia elettrica e gas**, operativo dal 2009 e gestito, sulla base di un Regolamento definito dell'Autorità, dall'Acquirente Unico, fornisce ai consumatori dei mercati liberalizzati, una tempestiva risposta alle segnalazioni e ai reclami scritti. Lo Sportello, attraverso il *call center* dedicato, favorisce inoltre l'accesso a tutte le informazioni relative ai mercati liberalizzati dell'energia che consentono al consumatore di conoscere i propri diritti e di

provvedere a una scelta consapevole del proprio fornitore di energia. L'efficacia dello Sportello è confermata:

- dai dati sul volume di richieste di informazioni pervenute allo Sportello per il consumatore di energia: da 417.000 nel periodo aprile 2009 – marzo 2010 a 740.131 nel periodo aprile 2010 – marzo 2011;
- dalla distribuzione dei picchi di richieste di informazioni che hanno coinciso con i periodi delle campagne di informazione promosse per il bonus elettrico e quello gas;
- dagli ottimi risultati del *call center* dello Sportello per il consumatore di energia, conseguiti nel 2010 (accessibilità del servizio: 99,6% rispetto allo standard richiesto di 90%; tempo medio di attesa: 91" rispetto al livello standard richiesto di 240"; livello di servizio: 90,9% rispetto allo standard richiesto di 80%), e dai risultati della *customer satisfaction* promosso dal Ministero per l'innovazione pubblica (servizio buono 84%; servizio sufficiente 13%; servizio insufficiente 3%).

Il 2010 ha visto poi un utilizzo maggiore da parte dei consumatori ai servizi informativi disponibili sul sito Autorità; in particolare si è registrato un numero crescente di visite al c.d. "**Trova offerte**", cioè dello strumento *on line* che l'Autorità ha messo a disposizione dei clienti finali dall'aprile 2009 per il servizio di energia elettrica ed esteso anche a quello del gas naturale e alle offerte congiunte energia elettrica – gas dall'aprile 2010, per confrontare le caratteristiche delle diverse offerte disponibili sul mercato e cogliere i vantaggi che si possono ottenere con la stipulazione di un nuovo contratto.

Per assicurare un livello di informazione sempre più completo e trasparente, l'Autorità ha inoltre continuato ad aggiornare nel 2010 l'**Atlante dei diritti del consumatore di energia elettrica e gas**, reso disponibile anche online.

Infine nel 2010, per migliorare la qualità delle risposte ai reclami dei consumatori da parte degli operatori l'Autorità ha pubblicato un documento per la consultazione per la pubblicazione comparativa dei dati di efficacia ed efficienza nelle risposte ai reclami da parte degli operatori.

Trattamento dei consumatori vulnerabili

Con il decreto interministeriale 28 dicembre 2007, pubblicato in *Gazzetta Ufficiale* in data 18 febbraio 2008, il Governo ha definito il quadro normativo primario di riferimento per l'introduzione di meccanismi di tutela per i clienti domestici che versino in situazioni di disagio economico. Tali disposizioni sono state successivamente integrate dal decreto legge 29 novembre 2008, n. 185, che ha esteso il meccanismo di compensazione al settore gas e previsto una differenziazione della soglia di accesso per i nuclei familiari con più di tre figli a carico. Il sistema di agevolazioni per i clienti vulnerabili definito dal quadro normativo prevede quindi che posano accedervi i clienti domestici:

- appartenenti a un nucleo familiare con indicatore ISEE¹⁹ non superiore a 7.500 €, per la generalità dei casi;

¹⁹ Si tratta dell'Indicatore della Situazione Economica Equivalente, un indicatore, messo a punto a livello governativo, sintetico e affidabile del tenore di vita del cittadino, che consente di selezionare, sulla base di criteri e parametri omogenei, la platea dei beneficiari di prestazioni sociali. Più precisamente, si tratta di una combinazione lineare di reddito (comprensivo di quello derivante dalle attività finanziarie) e patrimonio della famiglia, quest'ultimo considerato nella misura del 20%. L'ISEE assume come unità di riferimento per la valutazione delle risorse la famiglia e non l'individuo. Per questo motivo il valore dell'ISEE è espresso in euro

- appartenenti a un nucleo familiare con più di 3 figli a carico e ISEE non superiore a 20.000 €;
- presso i quali viva un malato grave che debba usare macchine elettromedicali per il mantenimento in vita. In questo caso senza limitazioni di residenza o potenza impegnata.

Per il settore elettrico dall'1 gennaio 2009, con validità retroattiva all'1 gennaio 2008, è attivo un meccanismo di tutela specificatamente rivolto ai clienti domestici che versano in situazioni di disagio economico o in gravi condizioni di salute, in precedenza implicitamente inglobato nella struttura delle tariffe D2 e D3 obbligatoriamente applicate a tutti i clienti domestici. L'Autorità ha provveduto ad aggiornare annualmente il valore della compensazione, contestualmente all'aggiornamento tariffario del mese di dicembre di ogni anno. Alla data del 31 marzo 2011 le richieste di bonus sociale che hanno superato tutti i controlli relativi ai requisiti di ammissibilità da parte dei Comuni e delle imprese distributrici di energia elettrica e che sono state ammesse all'agevolazione, sono oltre 2 milioni. Le famiglie che hanno usufruito dell'agevolazione sono oltre 1,5 milioni. Secondo le stime effettuate nei primi mesi dell'anno 2011, le compensazioni erogate per gli anni 2008, 2009 e 2010 hanno complessivamente un valore pari a circa 233 milioni di euro. Gli oneri connessi con l'erogazione delle compensazioni della spesa sostenuta per la fornitura di energia elettrica sono inclusi tra gli oneri generali afferenti al sistema elettrico.

Per il settore del gas il decreto 185/08 ha esteso a decorrere dall'1 gennaio 2009 alle famiglie economicamente svantaggiate, aventi diritto all'applicazione delle tariffe agevolate per la fornitura di energia elettrica, il diritto alla compensazione della spesa per la fornitura di gas naturale. Lo stesso ha affidato all'Autorità il compito di quantificare l'ammontare della compensazione e di definire le modalità applicative della stessa. Nell'ambito della riforma delle tariffe di distribuzione del gas per il nuovo periodo di regolazione avviatosi l'1 gennaio 2009, l'Autorità, aveva abrogato i precedenti meccanismi di tutela sociale (vedi *Annual Report 2009*) e, con la delibera 6 luglio 2009, ARG/gas 88/09, ha definito le modalità operative del meccanismo per la compensazione della spesa sostenuta per la fornitura di gas naturale. Il sistema è attivo dal dicembre 2009 con applicazione retroattiva a tutto l'anno 2009. Alla data del 15 marzo 2011 le istanze di bonus presentate presso i Comuni sono oltre 700.000. Le compensazioni erogate per gli anni 2009 e 2010 hanno complessivamente un valore stimato di circa 75 milioni di euro. Il valore della compensazione per l'anno 2011 è stato definito contestualmente all'aggiornamento tariffario dello scorso dicembre.

Distacchi per morosità

Le condizioni contrattuali della fornitura definite dall'Autorità regolamentano anche le sospensioni della fornitura per mancato pagamento delle bollette. Gli esercenti possono procedere ai distacchi per morosità solo dietro preavviso scritto al cliente che indichi: i termini ultimi per il pagamento, le modalità di notifica dell'avvenuto pagamento e il termine oltre il quale potrà avvenire la sospensione in assenza di pagamento. La sospensione della fornitura non è ammessa, in ogni caso, se necessaria per il funzionamento di apparecchi di cura e nei giorni di venerdì, sabato, domenica e festivi o prefestivi.

L'Autorità non monitora il numero di distacchi per morosità, ma il numero delle richieste di riattivazione in seguito a sospensioni per morosità. Fra il 2009 e il 2010 nel settore elettrico queste sono aumentate da 1.236.841 a 1.290.738 (clienti alimentati in bassa tensione), mentre nel settore

equivalenti: viene diviso per un coefficiente di equivalenza che tiene conto della particolare numerosità e composizione della famiglia beneficiaria della prestazione sociale.

del gas naturale sono aumentate da 78.343 a 95.033 (clienti finali alimentati in bassa pressione)²⁰. Il numero di richieste di riattivazione in seguito a sospensioni per morosità nel settore elettrico è cresciuto negli ultimi anni (erano 310.540 nel 2004) anche in seguito all'introduzione di contatori tele-gestiti che permettono al fornitore, alternativamente al distacco, una riduzione drastica di potenza della fornitura a un livello cosiddetto "minimo vitale" (circa 0,5 kW). Tale prassi, raccomandata dall'Autorità a maggior tutela dei consumatori, minimizza il danno effettivo al cliente in attesa della regolarizzazione del rapporto.

Regolazione tariffaria

La regolazione tariffaria, rivolta in primo luogo alle attività infrastrutturali svolte a mezzo rete e attuata ai sensi della legge istitutiva dell'Autorità (legge 481/95) mediante il meccanismo del *price cap*, traduce gli obiettivi di efficienza del regolatore per un periodo di regolazione quadriennale.

Per il settore elettrico già nel dicembre 2007, l'Autorità aveva definito le tariffe per la trasmissione, distribuzione e misura per il terzo periodo di regolazione quadriennale. Per il gas naturale nel 2008 l'Autorità ha definito i criteri di regolazione tariffaria per il terzo periodo di regolazione quadriennale per il servizio di distribuzione e misura e per i servizi di rigassificazione; nel 2009 per quelli di trasporto e nel 2010 per quelli di stoccaggio. Nel nuovo periodo di regolazione del trasporto (2010-2013) e dello stoccaggio (2011 – 2014) il coefficiente di recupero della produttività è stato fissato in modo differenziato per ciascuna impresa.

Tavola 6.2 Coefficienti di recupero della produttività delle tariffe infrastrutturali

SETTORE ELETTRICO		SETTORE GAS NATURALE	
Trasmissione (2008 –2011)	2,3%	Trasmissione (2010 –2013)	Coefficiente differenziato per impresa
Distribuzione (2008 –2011)	1.9%	Distribuzione (2009 –2012) ^(A)	4,6% anno termico 2007-2008
Misura (2008-2011)	5,0%	Rigassificazione GNL ^(B) (2008 –2011)	1,5% anno termico 2007-2008 0,5% per terminali esistenti 0% per nuovi terminali
		Stoccaggio (2011-2014)	Coefficiente differenziato per impresa

(A) I coefficienti, rivisti a seguito della sentenza del Consiglio di Stato nel settembre 2006, si applicano unicamente ai costi operativi e gli ammortamenti.

(B) Per il GNL nel 2008 è stato avviato il III° periodo di regolazione e a differenza del secondo periodo di regolazione, in cui il recupero di produttività era applicato sia ai costi operativi che agli ammortamenti, il meccanismo del *price-cap*, dall'1 ottobre 2008 al 30 settembre 2012, si applica esclusivamente alla quota parte destinata a remunerare i costi operativi.

Regolazione dei prezzi finali

Relativamente alla regolazione dei prezzi finali, la legge n. 125/07, ha definito per i clienti domestici del settore elettrico e del gas naturale e per i clienti domestici in BT di piccole dimensioni (con meno di 50 dipendenti e fatturato inferiore ai 10 milioni di euro) il cosiddetto

²⁰ Nel settore del gas naturale il numero dei clienti "domestici" è circa la metà di quello del settore elettrico (all'incirca 28 milioni) ma il significativo divario nel numero di distacco è spiegato primariamente da motivi tecnici e di sicurezza che inducono l'esercente al distacco della fornitura solo in casi estremi.

regime di “maggior tutela”. Come per l’anno precedente, l’Autorità ha provveduto a disciplinare nel 2010 il servizio di “maggior tutela” definendo condizioni standard di erogazione del servizio e transitoriamente, in base ai costi effettivi del servizio, prezzi di riferimento per le forniture di energia elettrica. Le condizioni economiche di riferimento vengono aggiornate con cadenza trimestrale dall’Autorità e sono obbligatoriamente offerte dai fornitori assieme alle altre loro proposte economiche. In ottemperanza alle disposizioni della legge n. 125/07 sono state definite anche per i clienti domestici del servizio del gas naturale le “condizioni economiche di riferimento” (quali prezzi massimi differenziati localmente e aggiornati trimestralmente) che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire accanto a eventuali proprie offerte, per una maggior tutela nei confronti dei clienti finali. Si ricorda che, date le difficili condizioni concorrenziali del settore della vendita del gas naturale in Italia, queste erano già in vigore, come ricordato nei precedenti *Annual Report*, sin dall’apertura del mercato.

Tavola 6.4 Condizioni economiche di riferimento al 31 dicembre 2010

	ELETTRICITÀ			GAS			
	Grandi imprese industriali	Piccole-medie imprese industriali e commerciali	Settore domestico	Usi termo-elettrici	Imprese industriali	Imprese commerciali e di servizi	Settore domestico
Condizioni economiche di riferimento regolate da Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi della legge 125/07 (S/N)	N	S ^(A)	S	N	N	N ^(B)	S ^(B)
% clienti a condizioni economiche di riferimento (volumi)	12,4 ^(C)		85,9	0,0	3,8	29,4	87,9
Possibilità di tornare alle condizioni economiche di riferimento regolate da Autorità per l'energia elettrica e il gas (S/N)	N	S	S	N	N	N	S
Numero di fornitori con obbligo di proposta condizioni economiche di fornitura	150 ^(D)			338 ^(E)			

(A) Ai sensi della legge n. 125/07 le condizioni economiche di riferimento definite dall’Autorità si applicano ai clienti non domestici in BT con meno di 50 dipendenti e un fatturato inferiore ai 10 miliardi di euro. Ai restanti clienti non domestici che non abbiano cambiato fornitore si applicano le condizioni definite nel regime di “salvaguardia”.

(B) Solo i clienti domestici possono accedere alle condizioni economiche di fornitura stabilite dall’Autorità.

(C) Escluso il servizio di salvaguardia pari in volume a 6,3 TWh.

(D) Fornitori del servizio di “maggior tutela” definito dal comma 3, art. 1, legge n. 125/07, Indagine annuale dell’Autorità, dati provvisori, maggio 2011.

(E) Il dato fa riferimento ai venditori autorizzati dal MSE a vendere gas naturale ai clienti finali che hanno risposto all’Indagine annuale dell’Autorità, dati provvisori, effettuata a maggio 2011; esso comprende società che pur autorizzate restano inattive.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel 2010, a quasi tre anni e mezzo dalla completa liberalizzazione del settore elettrico, la grande maggioranza dei clienti domestici (85,9% in termini di volumi consumati) ha continuato a rifornirsi secondo le condizioni economiche di riferimento stabilite dall’Autorità; nel 2009, sempre in termini di volumi consumati, i clienti domestici sul mercato tutelato raggiungevano il 92% del totale. Per contro la grande maggioranza dei clienti non domestici che si approvvigionano ancora sul mercato tutelato sono una netta minoranza e in costante diminuzione (da 12,8 % nel 2009 al 12,4 % nel 2010).

Nel settore del gas naturale il 87,9 % dei clienti domestici (in termini di volumi consumati) ha continuato ad approvvigionarsi sul mercato tutelato tramite condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità; la quota di clienti tutelati è diminuita rispetto al 2009 (89,5 %). Per contro il settore non domestico si fornisce prevalentemente sul mercato libero: la quota in volume servita sul mercato tutelato per il commercio e servizi rappresenta il 29,4 % nel 2010 contro il 35,6% nel 2009; mentre la stessa per il settore industriale resta residuale e pari al 3,8% anche nel 2010. I consumi della generazione elettrica sul mercato tutelato sono praticamente nulli.