



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 2006

INDICE

1	Prefazione.....	3
2	Sommario / Evoluzione nell'ultimo anno.....	5
3	Regolamentazione e performance del mercato dell'energia elettrica	13
3.1	Regolamentazione.....	13
3.1.1	Sguardo generale.....	13
3.1.2	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni	13
3.1.3	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	16
3.1.4	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i>	21
3.2	Concorrenza.....	23
3.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso	23
3.2.2	Descrizione del mercato finale	31
3.2.3	Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante.....	34
4	Regolamentazione e performance del mercato del gas naturale	37
4.1	Regolamentazione.....	37
4.1.1	Sguardo generale.....	37
4.1.2	Allocazione della capacità di interconnessione e meccanismi per la gestione delle congestioni	37
4.1.3	Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.....	39
4.1.4	Regolamentazione dell' <i>unbundling</i>	48
4.2	Concorrenza.....	51
4.2.1	Descrizione del mercato all'ingrosso	51
4.2.2	Descrizione del mercato finale	54
5	Sicurezza degli approvvigionamenti	60
5.1	Elettricità	60
5.1	Gas.....	68
6	Obblighi relativi al servizio pubblico e tutela dei consumatori	78

1 PREFAZIONE

Con la presente relazione l'Autorità per l'energia elettrica ed 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 ed 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.

Con il primo gennaio 2005, il mercato elettrico ha completato la prima fase di avviamento, dando il via alla partecipazione attiva della domanda, ancorché mediata dall'Acquirente Unico per il mercato vincolato. È stata una fase lunga, dalla quale sono comunque emersi significativi risultati in termini di maggiore efficienza, di nuovi investimenti nella attività di produzione, di nascita di nuovi operatori, di affermazione dei diritti dei clienti e dei consumatori. Questi risultati, tuttavia, sono stati largamente oscurati dal contestuale forte incremento dei costi dei combustibili; inoltre solo in parte hanno prodotto effetti sui prezzi, a causa dell'ancor insufficiente concorrenza. Infatti, il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica presenta ancora un elevato potere di mercato in capo ad operatori dominanti, primo fra questi l'Enel, che sono in grado di controllare i prezzi, in determinati periodi, zone del Paese e fasi di mercato.

L'emergenza gas dell'inverno 2005-2006 ha reso evidenti i cambiamenti strutturali che in questi ultimi anni hanno interessato il parco degli impianti di produzione di elettricità; tali cambiamenti se da un lato hanno prodotto un aumento di efficienza nella generazione elettrica, hanno al contempo accresciuto la quota di impianti *baseload* e hanno fatto emergere problemi di sicurezza nell'approvvigionamento di gas che evidenziano l'aumentata interdipendenza tra il settore elettrico e il settore del gas. Come previsto dalla Direttiva 2003/54/CE, nel luglio 2007 tutti i clienti, compresi i domestici, saranno liberi di scegliere il proprio fornitore. Questo sarà il passo fondamentale per il completamento del processo di liberalizzazione del settore, ma richiederà la definizione di nuove tutele per i clienti. Dovranno essere precisati gli obblighi di servizio universale, dovranno essere definite le condizioni economiche di fornitura (analoghe a quelle già definite per il settore gas) per i soggetti- specialmente domestici - che non eserciteranno immediatamente il diritto di scelta del fornitore, dovrà essere istituito un servizio di fornitura di ultima istanza.

Lo sviluppo di questi nuovi servizi e la piena partecipazione della domanda al mercato elettrico richiedono l'ulteriore sviluppo dei mercati all'ingrosso con la definizione di prodotti a termine o derivati, in grado di fornire adeguati strumenti di copertura dal rischio di prezzo e di gestione del portafoglio di approvvigionamento.

Nel mercato del gas, nonostante l'avanzamento del quadro normativo e regolamentare, il quadro competitivo è in progressivo peggioramento, a causa dell'insufficienza degli sviluppi infrastrutturali - non adeguati alla domanda - e a causa del potere dominante di

Eni sull'intero mercato. Il fabbisogno nazionale è cresciuto, principalmente grazie all'aumento della domanda della generazione elettrica, ma la produzione nazionale ha continuato a decrescere come negli scorsi anni e la dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno in anno. In questa realtà nazionale, caratterizzata da forti criticità sul piano concorrenziale, l'Autorità ha segnalato più volte la necessità di introdurre sollecitamente anche per il settore gas, così come già fatto per il settore elettrico, una separazione proprietaria delle aziende che gestiscono monopoli tecnici da quelle che si occupano di libere attività in competizione, a monte o a valle della filiera. L'esperienza, derivante anche dalla specificità del mercato italiano e da soluzioni adottate in altri Paesi, dimostra che la separazione societaria è uno strumento insufficiente per garantire la piena neutralità e trasparenza delle attività di trasporto e di stoccaggio; servizi a cui debbono poter accedere tutti i concorrenti e che non possono essere accentrati nelle mani di uno di essi, per giunta il dominante. Accanto alle segnalazioni e proposte, all'impegno per contribuire a sviluppare la collaborazione internazionale, l'Autorità ha introdotto, nel corso degli anni, ed in tutti i provvedimenti di regolazione tariffaria o degli accessi alle reti, chiari meccanismi per la promozione di gestioni efficienti e di nuovi investimenti in infrastrutture. Ma l'insieme di questi strumenti non avrà tutti gli attesi ritorni fino a che permarranno condizioni di forte squilibrio fra gli operatori del mercato nazionale ed asimmetrie fra assetti o norme dei vari sistemi energetici nazionali, della UE e dei Paesi suoi fornitori.

In entrambi i mercati nazionali dell'elettricità e del gas, i principi di separazione delle attività infrastrutturali rilevanti sono stati adottati anticipatamente rispetto agli obiettivi posti dalle nuove direttive. Sotto il profilo della qualità, la regolazione del mercato elettrico e del gas naturale ha consentito di incrementare sensibilmente la qualità del servizio sull'intero territorio nazionale garantendo a tutti i consumatori italiani una maggiore continuità nella fornitura e l'applicazione di migliori standard commerciali.

2 SOMMARIO / EVOLUZIONE NELL'ULTIMO ANNO

Domanda e offerta di energia elettrica e di gas

Il crollo della crescita dell'economia italiana a valori prossimi a zero nel 2005 si è solo parzialmente riflesso sui consumi di energia primaria e finale che sono comunque aumentati rispettivamente dell'1,0% e dell'1,5%, in confronto a valori corrispondenti del 2,1% e del 1,8% nel 2004. I consumi di energia elettrica, che riflettono più da vicino l'andamento dell'economia, sono tuttavia cresciuti dell'1,1%, valore molto inferiore alla media storica di circa 2,5% rappresentativa dell'ultimo decennio. L'aumento dei consumi elettrici è dovuto quasi interamente al settore civile (2,3%); i consumi dell'industria, l'altro principale settore di consumo dell'energia elettrica sono infatti calati dello 0,2%. I consumi di gas naturale sono invece cresciuti a un ritmo del 6,9%, significativamente superiore alla media del 5,0%, registrata nel decennio 1994 - 2004. Il consumo di gas naturale sarebbe stato ancora superiore se la sua disponibilità non fosse stata condizionata da un ulteriore forte calo nella produzione interna (quasi 1,0 miliardi di m³) oltre che da limiti fisici nelle infrastrutture di importazione e stoccaggio, tra cui il tempo di avvio a regime delle importazioni dalla Libia (previsto solo per la fine del 2006).

Il forte aumento nei consumi di gas naturale riflette soprattutto l'aumento dei consumi per la generazione elettrica. Il contributo del gas come fonte primaria per la produzione di energia elettrica è infatti salito nel 2005 al 45% dal 39% del 2004. Tale aumento è stato in gran parte causato dal ridimensionamento delle fonti rinnovabili, il cui contributo è sceso al 19% dal 21% dell'anno precedente, nonché dalla lieve riduzione del contributo del carbone (passato dal 20% del 2004 al 19,6% del 2005), attribuibile essenzialmente al blocco del carbonile della centrale di Brindisi Nord disposto dalla magistratura locale a seguito di esposti ambientali. Nonostante il sostenuto aumento delle importazioni nette di energia elettrica (49,2 TWh), tornate ai livelli del 2003 e degli anni precedenti, i limiti sugli approvvigionamenti di gas naturale hanno finito per sostenere la generazione da petrolio, che è calata meno del previsto.

Sviluppi normativi

Tra il 1° gennaio 2005 e il 30 giugno 2006 sono stati emanati oltre 80 provvedimenti legislativi con effetti diretti o indiretti sui settori dell'energia elettrica e del gas. Un numero significativo di provvedimenti ha riguardato misure urgenti adottate per far fronte alla riduzione degli approvvigionamenti di gas naturale provenienti dalla Russia o misure ricorrenti come la determinazione delle modalità e delle condizioni per l'importazione di elettricità nel 2006. Questi e altri provvedimenti più specifici vengono discussi in maggiore dettaglio nei capitoli dedicati alle attività di regolazione e di sicurezza degli approvvigionamenti con i quali sono direttamente collegati.

Tra i più significativi per l'assetto e funzionamento dei settori regolamentati dall'Autorità si segnalano i Decreti del MAP¹ per il rilascio di esenzioni dalla disciplina del diritto di

¹ Ministero attività produttive sino all'aprile 2006, da maggio Ministero per lo sviluppo economico (MSE).

accesso di terzi alle nuove linee elettriche di interconnessione con i sistemi elettrici di altri stati e ai nuovi gasdotti e terminali di rigassificazione realizzati per l'interconnessione con stati non appartenenti all'Unione europea², ai sensi della legge 23 agosto 2004, n. 239. Detti decreti stabiliscono le modalità per il rilascio di esenzioni alle imprese che investono, direttamente o indirettamente, nella realizzazione o potenziamento di infrastrutture di interconnessione tra le reti nazionali di trasporto degli Stati membri dell'Unione europea e la rete di trasporto italiana, in modo tale da permettere lo sviluppo della concorrenza e di nuove fonti di approvvigionamento di energia.

Inoltre, nel 2005 sono stati emanati diversi importanti provvedimenti per l'aggiornamento delle direttive per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi in relazione alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e, più recentemente, per la definizione di criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare³. In relazione al Protocollo di Kyoto e ai sensi della Direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio, sono state stabilite le autorizzazioni a emettere gas a effetto serra per il periodo 2005 - 07, le disposizioni per la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra e per le attività di verifica delle comunicazioni delle emissioni⁴. Vi sono invece stati ritardi per la restituzione delle quote la cui scadenza è stata spostata dal 30 aprile al 15 settembre per via di problemi informatici con il registro italiano delle quote.

Va infine menzionato il Disegno di legge per il riordino del settore energetico (DDL), emanato poco dopo l'insediamento del nuovo Governo. Seppure non abbia ancora iniziato il suo iter parlamentare e potrebbe subire significative integrazioni e modifiche prima della trasformazione in legge, il DDL è importante per conoscere gli orientamenti del nuovo Governo. Il testo approvato dal Consiglio dei Ministri è suddiviso in una parte di normativa di diretta applicazione e in una parte di delega al Governo per l'emanazione di norme specifiche attraverso uno o più decreti legislativi.

La parte normativa riguarda interventi sulla fiscalità energetica e sui poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. L'intervento sulla fiscalità consiste nella creazione di un fondo alimentato con una parte del maggior gettito dell'IVA, ottenuto nelle fasi di aumento del prezzo internazionale del greggio, che verrebbe utilizzato prioritariamente a copertura di misure per favorire l'insediamento sul territorio di infrastrutture energetiche e in via residuale all'incentivazione dell'installazione di impianti di energia solare termica ad uso civile, alla promozione dell'utilizzo di autoveicoli efficienti a ridotto impatto ambientale, infine alla riduzione dei costi della fornitura energetica per finalità sociali. Sulla ridefinizione dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas si accennerà più estesamente al seguente punto sull'organizzazione e competenze dell'ente di regolazione.

La parte di deleghe al Governo riguarda il completamento del processo di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, nonché dell'implementazione delle Direttive 2003/54/CE e 2003/53/CE e il rilancio del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili. Le misure identificate affrontano tutto il complesso spettro dell'economia dell'energia dalla sicurezza degli approvvigionamenti, alla concorrenza, alla sostenibilità ambientale e

² Decreti del Ministero delle attività produttive 21 ottobre 2005, 11 aprile 2006 e 28 aprile 2006.

³ Decreti del Ministero delle attività produttive e del Ministero dell'ambiente 24 ottobre 2005 e 6 febbraio 2006.

⁴ Decreti del Ministero dell'Ambiente 22 marzo 2005, 23 febbraio 2006, 2 marzo 2006 e 13 marzo 2006.

alla tutela del consumatore. Sintetizzando, l'esercizio della delega riguarderebbe obiettivi riferiti a:

- la diversificazione delle fonti e delle aree di provenienza del gas, la realizzazione di nuove infrastrutture di approvvigionamento e di stoccaggio di gas, l'utilizzo condiviso tra più Stati membri di stoccaggi di gas naturale, il coordinamento dei piani di emergenza nazionali;
- la separazione societaria, organizzativa e decisionale, l'applicazione di tetti sugli approvvigionamenti delle imprese dominanti, le misure per promuovere la concentrazione delle imprese di distribuzione del gas naturale, l'integrazione dei sistemi europei del gas naturale, gli strumenti finanziari derivati collegati ai mercati fisici;
- gli standard minimi di rendimento energetico di impianti di riscaldamento, pompe di calore, elettrodomestici, ecc., lo sviluppo delle fonti rinnovabili, il miglioramento dell'efficienza energetica;
- gli obblighi di servizio pubblico, la trasparenza sulle condizioni della fornitura, la regolarità e qualità delle forniture, la razionalizzazione delle misure di compensazione locale per l'insediamento di infrastrutture energetiche.

Sviluppi nel mercato elettrico

L'emergenza gas che ha caratterizzato l'inverno 2005-2006 ha reso evidenti i cambiamenti strutturali che in questi ultimi anni hanno interessato il parco per la generazione elettrica del nostro paese. In particolare, il 2005 ha visto l'ingresso di circa 5.000 MW di nuova capacità installata, in prevalenza cicli combinati alimentati a gas. Se da una parte questa evoluzione ha determinato un aumento dell'efficienza complessiva della generazione ed è stata accompagnata da un calo nel livello di concentrazione dell'offerta, che comunque resta elevato, dall'altra ha accentuato la specializzazione del parco italiano in impianti *baseload* e ha nel contempo fatto emergere il problema della sicurezza nell'approvvigionamento del gas naturale.

La dinamica dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali si è riflessa solo in parte, e con i ritardi temporali dovuti alla struttura dei contratti d'acquisto della materia prima, sull'andamento del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica. Mediamente nel periodo aprile-dicembre 2005 il prezzo d'acquisto nel mercato del giorno prima (MGP) della borsa elettrica è cresciuto del 13% rispetto allo stesso periodo del 2004, a fronte di un incremento del prezzo in euro del petrolio pari a oltre il 40%. Nel primo semestre del 2006, tuttavia, il Prezzo unico nazionale (PUN) è cresciuto del 34,1% rispetto al corrispondente periodo del 2005 mentre, negli stessi mesi, il prezzo del petrolio è aumentato del 38,3%. Occorre tuttavia ricordare come sulla dinamica del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica, oltre all'andamento dei prezzi dei combustibili, influiscano diversi fattori quali, per esempio, i prezzi dei certificati verdi e dei diritti di emissione di CO₂, l'evoluzione del fabbisogno, la disponibilità dei gruppi termoelettrici, la producibilità idroelettrica, le congestioni di rete e le strategie di offerta degli operatori.

L'elemento di novità emerso nel corso del 2005 è rappresentato dal significativo aumento delle esportazioni di elettricità che è poi proseguito nel primo trimestre del 2006 accompagnato da una sensibile riduzione delle importazioni. Le cause di tale fenomeno,

che a partire dal mese di aprile 2006 si è in parte ridimensionato, sono da ricercare sia nel *trend* di aumento dei prezzi dell'elettricità all'estero che, soprattutto nelle ore di basso carico, sono risultati allineati ai prezzi interni sia nell'ingresso dei nuovi impianti a ciclo combinato che nelle ore notturne hanno determinato una situazione di sovracapacità produttiva in grado di spiazzare le importazioni.

Passando dai segmenti della generazione e del mercato all'ingrosso al segmento della vendita al dettaglio si rileva come i prezzi finali al netto delle imposte, pagati dai clienti vincolati, siano aumentati del 6% in media annua nel 2005 rispetto al 2004. L'incremento sottende una forte crescita della componente a copertura dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica (10,5%) e un calo delle componenti relative ai costi di trasmissione, distribuzione e misura (-3%).

La completa apertura del mercato per i clienti non domestici, a partire dal 1° luglio 2004, si è riflessa in un aumento modesto del numero di clienti idonei che a fine 2005 risultavano essersi approvvigionati sul mercato libero (200.000 in più rispetto all'anno prima); in termini di prelievo l'aumento è stato ancora più contenuto (7%). Il peso del mercato libero sul mercato potenzialmente libero si è attestato quindi sul 61%, se misurato sui prelievi finali, con un incremento inferiore al punto percentuale rispetto al 2004. Sulla base di un'indagine condotta nel corso del 2005 presso le aziende italiane è emerso come esse siano critiche nei confronti dell'attuale stato della liberalizzazione del mercato energetico. In particolare, le aziende intervistate hanno individuato una serie di problemi che parrebbero ostacolare la sottoscrizione di un contratto con un nuovo fornitore o la rinegoziazione del contratto con il fornitore abituale. Tra le criticità segnalate si ricordano: la mancanza d'informazione (o pubblicità), la difficoltà a muoversi in un mercato che è percepito ancora come monopolistico, la mancanza di chiarezza e trasparenza delle offerte, la percezione che non ci sia convenienza economica a cambiare fornitore.

Nel corso del 2005 si è registrato un ulteriore miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica: infatti sono significativamente diminuiti sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso. Quest'ultima, in particolare, è passata da 91 minuti all'anno per cliente nel 2004 a 80 minuti nel 2005, considerando tutte le interruzioni. Per quanto riguarda invece la qualità commerciale, dai dati forniti dagli esercenti si rileva che nel 2005 è leggermente aumentato sia il numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso sia il numero di indennizzi pagati ai clienti.

Sviluppi nel mercato del gas

I dati disponibili non indicano significative variazioni nella ripartizione delle vendite tra mercato libero e tutelato, rispetto alla situazione vigente nel 2004. Complessivamente le vendite sul mercato libero sono rimaste pressoché stabili, seppure è variata la loro distribuzione nelle varie classi di consumatori. Nella classe di vendita tra 5.000 e 200.000 m³ l'incidenza del mercato libero è infatti aumentata dal 12,8% del 2004 al 18,7%. È rimasta invece essenzialmente stabile al 99,0% l'incidenza del mercato libero nella classe con consumi oltre 200.000 m³, mentre è risultata in calo (dal 3,0% al 2,3%) per la classe con consumi inferiori a 5.000 m³.

Significative evoluzioni sono evidenti sul lato dell'offerta e dell'intermediazione. Il calo della produzione nazionale è totalmente imputabile alla riduzione della produzione di Eni (-11%). La minore severità dei tetti antitrust imposti dal DGLS 164/2000 probabilmente spiega il forte aumento delle importazioni nette di Eni (+5,6 miliardi di m³) a fronte di una sostanziale parità degli altri operatori. Va comunque evidenziato che quasi 2,0 miliardi di m³ sono poi stati ripartiti come *gas release*. I nuovi approvvigionamenti dalla Libia, aumentati di 4 G(m³) rispetto al 2004, hanno contribuito ad aumentare la disponibilità di gas per alcuni tra i principali concorrenti (Edison, Energia e Gaz de France) allentando la pressione sulle vendite di Eni oltre frontiera che sono nel complesso calate di 0,8 miliardi di m³ rispetto al 2004.

Nel complesso permane una netta divaricazione tra operatori tradizionali che acquistano da Eni (ma anche da altri grossisti) e operano essenzialmente nelle vendite sul mercato finale tutelato dalle condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità e operatori che operano sul mercato all'ingrosso e vendono soprattutto sul mercato finale libero. In particolare, nel 2005 i grossisti fornivano l'86% del mercato libero ma solo il 33% del mercato tutelato.

Organizzazione e competenze dell'ente di regolazione

Il 2005 è stato il primo anno di operatività dopo il riassetto organizzativo realizzato negli ultimi mesi del 2004 che prevedeva una funzione di indirizzo e controllo strategico in capo al Collegio, con il supporto di una Segreteria Generale, e una funzione di gestione affidata al Direttore Generale e ai Direttori. La creazione di una unica Direzione tariffe per l'energia elettrica e il gas e di una Direzione Vigilanza e controllo hanno consentito all'Autorità di mantenere un presidio costante su funzioni istituzionali, le quali hanno assunto nel tempo sempre maggior rilevanza.

Non vi sono state variazioni nelle competenze dell'Autorità nel corso del 2005. Al riguardo, va tuttavia detto che il DDL per il riordino del settore energetico è orientato a restituire all'Autorità per l'energia elettrica e il gas la pienezza dei suoi poteri originari, intaccati negli ultimi anni da alcuni provvedimenti legislativi, e ad aggiungere altri non esplicitamente previsti nella sua legge istitutiva.

In particolare, viene restituita all'Autorità la competenza in materia di individuazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni di energia elettrica, stabilite nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che la legge 27 ottobre 2003, n. 290 attribuiva al Ministero delle attività produttive. Inoltre, vengono superati i poteri sostitutivi del Governo in caso di inadempienza da parte dell'Autorità agli indirizzi del Governo che appaiono lesivi della indipendenza. Infine, viene prevista l'estensione delle competenze dell'Autorità a tutte le fasi della filiera, quindi non solo a quelle in condizioni di monopolio naturale, al fine di promuovere efficaci dinamiche concorrenziali e a riequilibrare le condizioni di concorrenza in mercati caratterizzati dalla presenza di imprese dominanti.

Al contempo il DDL prevede un potenziamento della funzione di controllo del Parlamento sulle attività messe in atto dalla stessa Autorità per conseguire gli obiettivi generali della politica di settore indicati dal Governo negli atti di programmazione macro-economica e negli atti di indirizzo.

Per ultimo, il DDL abrogherebbe la disposizione della legge 23 agosto 2004, n. 239 con cui si stabiliva che l'organo collegiale dell'Autorità era costituito dal presidente e da quattro membri, tornando pertanto alle condizioni originarie che prevedevano un presidente e due membri. All'atto pratico, l'organo collegiale rimane costituito dal presidente e da un solo membro dato che il membro dimissionario alla fine del 2004 non è ancora stato sostituito.

Principali problematiche affrontate dal regolatore

Tra le attività di regolazione comuni a entrambi i settori dell'energia elettrica e del gas occupa una posizione importante l'attività di gestione di reclami, istanze e segnalazioni provenienti sia dalla clientela individuale sia dalle associazioni dei consumatori. Proseguono inoltre le attività di tutela del consumatore in relazione alla trasparenza dei documenti di fatturazione e ai codici di condotta commerciale (vedi Capitolo 6). Da segnalare che nel corso del 2005 l'Autorità ha reso operativa una procedura arbitrale utilizzabile per la soluzione di controversie riguardanti l'accesso e l'erogazione dei servizi sia di trasporto sulla rete gas ad alta pressione, sia di trasmissione dell'energia elettrica sulla rete nazionale.

Il 2005 è stato il primo anno di piena attuazione del meccanismo introdotto con i decreti ministeriali che individuano gli obiettivi quantitativi nazionali per il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili⁵ e affidano all'Autorità la definizione delle regole attuative e la gestione del meccanismo. Nel 2005 l'Autorità ha approvato le regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica proposto dal GME, orientato a favorire l'accesso al mercato del più ampio numero di operatori possibile; ha predisposto nuove schede tecniche per la quantificazione dei risparmi di energia primaria e ha determinato gli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria in capo ai distributori per l'anno 2006.

Nel 2005 sono state avviate le attività di Analisi di impatto della regolazione⁶ di cui le Autorità amministrative indipendenti devono dotarsi, per l'emanazione degli atti di propria competenza. In ottemperanza al disposto di legge, l'Autorità sta introducendo l'Analisi di impatto della regolazione in forma graduale e sperimentale. Nel primo semestre 2005 ha sottoposto a consultazione pubblica un Documento al fine di sviluppare un primo confronto con operatori e associazioni e di ricevere le loro osservazioni e proposte. Sono inoltre state effettuate prime applicazioni della metodologia su due provvedimenti. Alla luce delle osservazioni raccolte durante la consultazione e dei risultati dei test effettuati, l'Autorità, ha avviato la sperimentazione della nuova metodologia che avrà durata triennale e riguarderà alcuni dei principali provvedimenti dell'Autorità. Nel primo semestre 2006 sono state avviate le AIR relative a tre provvedimenti che dovrebbero concludersi entro l'anno.

⁵ Decreti ministeriali 24 aprile 2001, successivamente sostituiti dai decreti ministeriali 20 luglio 2004.

⁶ Articolo 12 della legge 29 luglio 2003, n. 229.

Attività nel settore elettrico

Le attività di *regolamentazione tariffaria* si sono concentrate: sui meccanismi di perequazione finalizzati ad assicurare la corretta attribuzione tra le imprese distributrici dei ricavi tariffari garantiti dall'applicazione della tariffa unica nazionale; sulla valutazione dell'adeguatezza dei corrispettivi tariffari previsti a remunerazione del servizio di misura e delle attività commerciali funzionali al servizio di vendita erogato ai clienti del mercato vincolato; sulla determinazione tariffaria per le imprese elettriche minori; sulla disciplina dei regimi tariffari speciali per le forniture di energia elettrica destinate alla produzione e lavorazione di alluminio, piombo, argento e zinco, oltre che al ciclo cloro-soda situate nella regione Sardegna; nonché di altri regimi tariffari speciali; sulla gestione delle incentivazioni previste per gli impianti fotovoltaici⁷; sulla determinazione degli oneri nucleari per il triennio 2005-2007.

L'Autorità ha inoltre identificato misure per la *promozione della concorrenza* nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica tese alla riduzione del grado di interesse ad esercitare il potere di mercato e ha disciplinato le disposizioni del regolamento comunitario⁸ che prevedono l'applicazione di meccanismi di mercato per l'assegnazione della capacità di interconnessione disponibile e per l'assegnazione di coperture dal rischio di volatilità dei costi di congestione sulle reti di interconnessione.

Per quanto attiene alla *regolamentazione tecnico-economica*, l'Autorità è intervenuta su diversi temi con provvedimenti riguardanti: la separazione contabile e amministrativa; la revisione della disciplina del dispacciamento; i ritiri obbligati delle unità di produzione alimentate da fonti non programmabili; gli impianti di produzione e pompaggio di rilevanza strategica; la modifica delle fasce orarie per il periodo 2006-2007; l'aggiornamento dei parametri di riferimento per la qualifica degli impianti di cogenerazione; lo sviluppo del servizio di misura; le connessioni con le reti. È infine intervenuta per le parti di propria competenza, nel processo di riunificazione tra la proprietà e la gestione della rete di trasmissione nazionale mediante la fusione di TERNA e il ramo d'azienda dell'ex GRTN relativo alla trasmissione e al dispacciamento.

Nel campo della *qualità dei servizi* l'Autorità ha confermato per il periodo 2004-2007 la regolazione che incentiva la riduzione della durata delle interruzioni e ha introdotto i nuovi standard di qualità relativi al massimo numero di interruzioni all'anno per i clienti alimentati in media e alta tensione. Ha rivisto i parametri di qualità del servizio di trasmissione e ha avviato la realizzazione di un sistema di monitoraggio della qualità della tensione sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica in media tensione.

Attività nel settore del gas

Le attività di *regolamentazione tariffaria* nel settore del gas sono in buona parte conseguenti alla conclusione, tra la fine del 2005 e l'inizio del 2006, del primo periodo di regolazione delle tariffe di trasporto, delle tariffe per l'utilizzo dei terminali di GNL e delle tariffe di stoccaggio. In particolare, le nuove discipline tariffarie stabilite dall'Autorità sono orientate a promuovere lo sviluppo delle infrastrutture di trasporto interno, dei terminali

⁷ Decreti del Ministero dell'ambiente e di tutela del territorio 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006.

⁸ Regolamento CE n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio.

di rigassificazione e di nuova capacità di stoccaggio, soprattutto di punta di erogazione, con il fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti e del funzionamento del sistema nazionale del gas, di sviluppare maggiore concorrenza nel mercato interno e creare liquidità finalizzata anche allo sviluppo in Italia di un hub di rilevanza europea. L'Autorità ha inoltre apportato modifiche e integrazioni ai criteri di calcolo delle tariffe di distribuzione del gas naturale e degli altri tipi di gas anche al fine di riconoscere in tariffa gli investimenti effettuati dalle imprese di distribuzione

Con riferimento alla *promozione della concorrenza* e del mercato, l'Autorità ha approvato e pubblicato l'aggiornamento del contratto di utilizzo del Punto di scambio virtuale (PSV) avviando, al contempo, una consultazione sul contratto standard per la compravendita di gas al PSV. Sul fronte internazionale l'Autorità ha operato di concerto con il CEER e soprattutto con l'Autorità del settore energetico austriaca per risolvere i problemi delle congestioni sui gasdotti d'importazione, in particolare, sul TAG.

I provvedimenti di *regolazione tecnico-economica* hanno riguardato l'aggiornamento dei Codici di rete sulla rete nazionale e sulle reti di distribuzione. È stata modificata la disciplina del conferimento della capacità di trasporto e sono state introdotte nuove procedure di gestione dei city gate. È stata avviata una consultazione sull'estensione della misura oraria per i clienti con consumi superiori a 200.000 m³ annui. L'Autorità ha disposto i criteri per garantire il libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, gli obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e le norme per la predisposizione dei Codici di stoccaggio, avviando una consultazione sugli obblighi di modulazione e sui criteri di conferimento della capacità. Analogamente, l'Autorità ha predisposto i criteri per garantire il libero accesso al servizio di rigassificazione del GNL e le norme per la predisposizione dei Codici di rigassificazione, completando il quadro della regolamentazione dell'accesso e dell'utilizzo del sistema delle infrastrutture del gas. Infine, in occasione dell'emergenza gas nel gennaio 2006, l'Autorità ha provveduto a predisporre un provvedimento per l'attivazione di un sistema transitorio di interrompibilità delle forniture di gas, basato su principi di mercato, di tipo volontario, destinato ai consumatori industriali.

La regolazione della *qualità del servizio gas* è stata rivolta principalmente alla disciplina della sicurezza e della continuità del servizio di trasporto e distribuzione del gas. Sono stati introdotti criteri più severi sulla qualità del gas, specificatamente riferiti al potere calorifico, alla pressione e temperatura di fornitura e al grado di odorizzazione. L'Autorità ha introdotto norme transitorie di semplificazione relative alla sicurezza a valle del punto di riconsegna del gas per l'attivazione degli impianti di utenza nuovi e relativi accertamenti. Con riferimento alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e vendita del gas, sono stati introdotti nuovi obblighi di tempestività per i venditori, in quanto interlocutori diretti dei clienti finali.

3 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DELL'ENERGIA ELETTRICA

3.1 Regolamentazione

3.1.1 Sguardo generale

La completa apertura del mercato per i clienti non domestici, a partire dal 1 luglio 2004, si è riflessa in un aumento modesto del numero di clienti idonei che a fine 2005 risultavano essersi approvvigionati sul mercato libero (circa 200.000 in più rispetto ad un anno prima); in termini di prelievo l'aumento è stato ancora più contenuto (7%). Il peso del mercato libero sul mercato potenzialmente libero si è attestato quindi sul 61%, se misurato sui prelievi finali, con un incremento inferiore al punto percentuale rispetto al 2004.

Tavola 3.1 Apertura del mercato elettrico

	Clients idonei al 30/06/2004	Clients idonei al 30/12/2004	Clients idonei al 31/12/2005	Clients che si sono approvvigionati sul mercato libero al 31/12/2004	Clients che si sono approvvigionati sul mercato libero al 31/12/2005
N. clienti (punti di prelievo)	278.468	7.592.912	7.747.182	126.606	329.864
Prelievi ^(A) (TWh)	192,0	217,6	223,2	127,8	136,6

Nota: non è inclusa la Rete Ferroviaria Italiana che ha prelievi pari a circa 4 TWh.

(A) I prelievi relativi ai clienti idonei al 30/06/2004 si riferiscono all'anno 2003.

Fonte: elaborazione AEEG su dati dei distributori

Sulla base di un'indagine condotta da Gfk-Eurisko nel corso del 2005 presso le aziende italiane è emerso come esse siano critiche nei confronti dell'attuale stato della liberalizzazione del mercato energetico. In particolare le aziende intervistate hanno individuato una serie di problemi che parrebbero ostacolare la sottoscrizione di un contratto con un nuovo fornitore o la rinegoziazione del contratto con il fornitore abituale. Tra le criticità segnalate si ricordano: la mancanza d'informazione (o pubblicità), la difficoltà di muoversi in un mercato che è percepito ancora come monopolistico, la mancanza di chiarezza e trasparenza delle offerte, la percezione che non ci sia convenienza economica a cambiare fornitore.

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

Il decreto del Ministero delle attività produttive del 13 dicembre 2005 ha stabilito le modalità e le condizioni per la regolazione delle importazioni di energia elettrica nel 2006. Il decreto conferma l'attribuzione separata da parte dei gestori esteri e della società

TERNA Spa⁹ del 50% ciascuno della capacità disponibile al netto dei contratti pluriennali, pari a 2.000 MW intestati a Enel e destinati all'Acquirente Unico per la fornitura del mercato vincolato.

Una sentenza della Corte di giustizia europea del giugno 2005 ha stabilito la non ammissibilità di un'assegnazione prioritaria di capacità transfrontaliera ai contratti pluriennali stipulati dall'*incumbent* nel mercato olandese nel periodo antecedente le Direttive comunitarie. Secondo la Corte uno Stato non può attribuire a un'impresa capacità prioritaria, a meno che ciò non sia autorizzato con notifica all'Unione europea nei tempi stabiliti.

La *Commission de régulation de l'énergie* (CRE) e *Réseau de Transport d'Electricité* (RTE), rispettivamente il regolatore e il gestore della rete francese, hanno deciso di interpretare in senso generale la sentenza della Corte, in realtà relativa alla specifica situazione del mercato elettrico olandese, stabilendo di non garantire più a partire dal 2006 la capacità in precedenza riservata alle importazioni pluriennali nella titolarità dell'Acquirente Unico. Secondo le indicazioni del gestore della rete francese, la relativa capacità, pari a 700 MW, sarebbe stata assegnata autonomamente mediante asta esplicita. Il Ministero delle attività produttive ha tuttavia deciso di non tenere in considerazione la decisione unilaterale delle istituzioni francesi di eliminare la riserva di capacità transfrontaliera a beneficio dei contratti pluriennali, ritenendo del tutto marginale il ruolo dell'energia elettrica importata in esecuzione del contratto pluriennale italo-francese sull'assetto concorrenziale del mercato rilevante italiano.

Nel mese di gennaio 2006 TERNA ha comunicato che, sulla base di un accordo transitorio stipulato il 30 dicembre 2005 con RTE e secondo le indicazioni pervenute dal Ministero delle attività produttive, le assegnazioni provvisorie dei certificati di copertura sulla frontiera francese sarebbero risultate garantite ed efficaci a partire dall'1 gennaio 2006 e fino al 31 gennaio. Le assegnazioni per la parte restante dell'anno vengono garantite su base mensile, sulla base di accordi transitori tra TERNA e RTE, nell'attesa che le Autorità competenti arrivino a un accordo definitivo per l'assegnazione della capacità.

Tavola 3.2 Destinazione della capacità d'importazione 2006 (MW)

	Francia	Svizzera	Austria	Slovenia	Grecia	TOTALE
Capacità di interconnessione	2.650	3.890	220	430	400	7.590
Contratti pluriennali destinati al mercato vincolato	1.400	600				2.000
Capacità assegnata dai gestori esteri	625	1.645	110	215	200	2.795
Capacità assegnata a San Marino, Città del Vaticano, Edison, Raetia Energie	94	197				291
Totale capacità disponibile a TERNA	531	1.448	110	215	200	2.504
<i>Disponibilità massima di diritti assegnabili al mercato vincolato (26%)</i>	138	376	29	56	52	651

Fonte: Decreto del Ministero delle attività produttive 13 dicembre 2005 e TERNA.

⁹ Dal 1° novembre 2005 è divenuta operativa la riunificazione tra la proprietà (TERNA) e la gestione della rete di trasmissione nazionale (ramo d'attività del GRTN). Si veda il paragrafo Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione.

La tavola 3.2 riassume la ripartizione per singola frontiera della capacità di interconnessione relativa al periodo invernale, nelle ore di picco diurne, per l'anno 2006.

Il decreto del Ministro delle attività produttive 13 dicembre 2005, confermando quanto previsto per l'anno precedente, stabilisce che l'utilizzo della capacità di trasporto sia determinato mediante un metodo di assegnazione implicita, sulla base di offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica, relative all'esecuzione di scambi transfrontalieri da parte di operatori esteri e nazionali; ciò equiparando in sostanza le importazioni alle zone in cui è suddiviso il mercato elettrico italiano.

La delibera n. 269/05 dell'Autorità, ha raccomandato inoltre, contestualmente all'applicazione del metodo di asta implicita, di accompagnare tale meccanismo di mercato con l'introduzione di coperture finanziarie da distribuire ai clienti finali. Queste, relative al differenziale tra prezzo estero e prezzo interno della zona di importazione, sono volte a garantire i consumatori italiani dal rischio di volatilità dei costi di congestione sulle reti di interconnessione.

L'Autorità, in particolare, ha stabilito che l'assegnazione delle coperture sul differenziale di prezzo debba avvenire attraverso un'asta esplicita, mentre nel corso del 2005 tali coperture erano state distribuite con criterio pro quota e a titolo gratuito. La procedura concorsuale per l'assegnazione delle Coperture dal rischio in importazione (CCCI) diviene, di fatto, l'esplicitazione del mercato secondario, che consente la formazione del segnale di prezzo e il mantenimento dei risultati economici dei metodi finora adottati.

All'assegnazione dei CCCI hanno potuto partecipare gli utenti del dispacciamento in prelievo (ivi incluso l'Acquirente Unico responsabile degli approvvigionamenti del mercato vincolato), cui sono state riservate con il decreto ministeriale coperture dal rischio prezzo per un massimo di circa 650 MW (il 26% della capacità di interconnessione assegnabile sul lato italiano). Le coperture corrispondenti alla restante capacità di importazione sono riservate ai consumatori finali del mercato libero anche attraverso i loro grossisti.

I soggetti interessati, tramite la formulazione di offerte di acquisto dei diritti di trasporto, esprimono una valorizzazione dei diritti richiesti. In seguito alla procedura concorsuale sono stati assegnati CCCI ai soggetti che hanno espresso la miglior valorizzazione, compatibilmente con la quantità massima attribuibile. Ciascun assegnatario è tenuto a corrispondere il prezzo marginale dell'asta per la quantità di diritti di cui è risultato assegnatario; la delibera n. 269/05 ha previsto che TERNA determinasse il prezzo di assegnazione dei CCCI pari al prezzo indicato nell'offerta con prezzo più basso tra quelle accettate.

La delibera, inoltre, ha introdotto un meccanismo di redistribuzione dei proventi delle assegnazioni in funzione della quota di energia mediamente prelevata da ciascun operatore partecipante alle procedure di assegnazione rispetto ai consumi nazionali. Tale meccanismo è stato finalizzato a ridurre i corrispettivi di accesso al sistema elettrico e nel contempo a evitare che una parte consistente della capacità di trasporto fosse assegnata agli operatori in grado di influenzare i prezzi italiani, anche alla luce delle evidenze fornite dall'Autorità nell'ambito della segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato in merito ai prezzi elevati sul mercato del giorno prima di giugno 2004 e gennaio 2005.

Nel marzo 2006, inoltre, TERNA ha reso noto lo schema di procedura per la negoziazione dei CCCI assegnati su base annuale, come stabilito dalla delibera n. 269/05. TERNA cura lo svolgimento delle negoziazioni su base mensile, cui possono partecipare in qualità di acquirenti o di venditori gli utenti del dispacciamento in prelievo, secondo modalità trasparenti e non discriminatorie. Ciascun soggetto che abbia acquisito CCCI è tenuto agli obblighi ed è titolare dei diritti previsti per gli assegnatari delle coperture nelle aste annuali.

Accanto ai CCCI, già previsti nel 2005, la delibera n. 269/05 ha introdotto una nuova tipologia di coperture, denominate CCCE, rispetto al rischio in esportazione di energia tra una zona italiana e una estera. In modo del tutto simmetrico ai CCCI, i CCCE conferiscono il diritto di ricevere da TERNA un ammontare pari al prodotto tra la capacità cui si riferisce la copertura e la differenza tra il prezzo orario nella zona virtuale che caratterizza la frontiera cui la copertura si riferisce e il prezzo nella zona adiacente.

L'assegnazione delle coperture è effettuata da TERNA, tramite procedure concorsuali organizzate secondo criteri analoghi a quelli definiti per i CCCI. Tuttavia, mentre i CCCI sono stati assegnati da TERNA su base annuale attraverso procedure concorsuali differenziate per frontiera elettrica, i CCCE sono assegnati da TERNA su base mensile con riferimento alla sola frontiera meridionale, per una quantità stabilita mensilmente da TERNA stessa. Inoltre, non si è previsto alcun meccanismo di redistribuzione dei proventi.

3.1.3 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione

Il decreto legislativo n. 79/99 di attuazione della Direttiva 96/92/CE aveva disposto, secondo il modello dell'*Independent System Operator* (ISO), la separazione proprietaria tra l'attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, affidata a un soggetto pubblico controllato dal Ministero dell'economia e delle finanze, e le attività connesse con la proprietà delle infrastrutture di rete, rimaste in capo agli operatori. Il modello adottato in Italia ha mostrato tuttavia inefficienze e difficoltà di coordinamento tra il gestore delle rete e i proprietari della medesima; ciò ha indotto il Governo a proporre la riunificazione di proprietà e gestione, divenuta operativa nel novembre del 2005 con la nascita di TERNA - Rete elettrica nazionale Spa.

La società TERNA è attualmente proprietaria di oltre il 90% della rete di trasmissione nazionale, mentre le rimanenti infrastrutture sono di proprietà di alcune imprese municipalizzate e di alcuni produttori di energia elettrica, per un totale di 13 imprese.

Tra le altre imprese, quelle che detengono una quota maggiore delle infrastrutture di rete sono Edison Rete Spa, che possiede quasi 3.000 km di linee ad alta tensione, Aem Trasmissione Spa, che possiede poco più di 1.000 km di linee, e Rete Ferroviaria Italiana Spa.

TERNA è a oggi proprietaria di circa 35.000 km di linee e possiede 302 stazioni di trasformazione e smistamento e 3 centri di teleconduzione. Nel settembre del 2005 la società ha acquisito Acea Trasmissione Spa, proprietaria di circa 700 km di rete ad alta tensione, pari a circa il 2% della rete nazionale. L'acquisizione ha avviato il processo di unificazione della rete di trasmissione nazionale previsto dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, sul riassetto del settore elettrico e dal successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 11 maggio 2004. Nel corso del 2005, nell'ottica del processo di unificazione della rete di trasmissione sotto la proprietà di un unico soggetto indipendente, Enel ha

ridotto la propria partecipazione in TERNA; allo stato attuale, una quota pari al 29,99% delle azioni della società è di proprietà della società Cassa depositi e prestiti Spa, mentre Enel è in possesso del 5,12% delle sue azioni. Nel gennaio del 2006 TERNA ha diffuso il Piano di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale, soggetto all'approvazione del Ministero delle attività produttive, contenente una analisi delle criticità attuali e future della rete e l'individuazione dei principali interventi di sviluppo. Tali interventi sono stati classificati in base ai benefici prevalenti a essi associati: adeguatezza del sistema per la copertura del fabbisogno, sicurezza di esercizio della rete, riduzione delle congestioni e dei poli di produzione limitati nel mercato, miglioramento della qualità e continuità del servizio e della fornitura. Gli interventi sono inoltre stati differenziati tra opere di breve-medio termine, di norma riferite al prossimo quinquennio, e attività di lungo periodo relative al prossimo decennio.

Il decreto n. 79/99, prevedendo il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere all'ex monopolista Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale, ha dato il via a un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, destinato a proseguire negli anni a venire.

Nel 2005 e nel primo semestre del 2006 Enel Distribuzione ha ceduto ad altri distributori i rami di azienda relativi a circa 226 comuni per un totale di 312.000 clienti. Nello stesso periodo alla società in questione sono state trasferite le reti relative a tre comuni per un totale di circa 7.000 clienti.

Il processo di riorganizzazione ha determinato una riduzione nel numero di soggetti operativi in questo segmento della filiera elettrica: attualmente i gestori delle reti di distribuzione sono 168 (30 giugno 2006) mentre nel 2000 erano circa 200 e nella maggior parte dei casi la proprietà della rete fa capo allo stesso soggetto che la gestisce.

Tariffe di trasmissione e distribuzione

Nella Relazione annuale dello scorso anno è stata ampiamente illustrata la metodologia di fissazione delle tariffe di trasporto e distribuzione. Secondo quanto previsto dal Testo integrato per il secondo periodo regolatorio (2004-2007), l'Autorità è tenuta ad aggiornare annualmente i parametri delle tariffe di trasmissione e di distribuzione; i corrispettivi a copertura del servizio di misura, invece, non sono sottoposti a meccanismi automatici di aggiornamento annuale. L'aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e di distribuzione per l'anno 2006 ha previsto:

- l'applicazione del meccanismo del *price cap* (vedi anche Tav. 6.1) alla quota parte delle tariffe di trasmissione e distribuzione a copertura dei costi operativi e degli ammortamenti;
- la revisione del valore del capitale investito riconosciuto ai fini tariffari a livello nazionale, per tener conto degli investimenti netti portati a termine nel corso del 2004.

L'aggiornamento annuale non ha comportato sostanziali variazioni sia delle componenti a copertura dei costi di trasmissione sia di quelle a copertura dei costi di distribuzione; alcuni incrementi frazionari, rispetto agli obiettivi del meccanismo di aggiornamento tariffario, sono stati determinati dall'effetto cumulato degli arrotondamenti dei corrispettivi nel corso di aggiornamenti precedenti.

Nell'ambito del provvedimento di aggiornamento annuale delle tariffe di trasmissione e distribuzione, l'Autorità ha anche rivisto le componenti tariffarie a copertura dei costi riconosciuti derivanti da recuperi di qualità del servizio e dei costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse. In particolare, i costi riconosciuti per recuperi della qualità del servizio sono stati incrementati di circa l'80%, passando da 50 milioni di euro nel 2005 a circa 90 milioni di euro nel 2006. Con riferimento, invece, ai costi derivanti dall'adozione di interventi volti al controllo e alla gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse (componenti della tariffa di distribuzione), è stata prevista l'invarianza della necessità di gettito rispetto al 2005 fissata pari a 50 milioni di euro.

Tavola 3.3 Regolazione dei gestori di rete

	Numero di società regolate al 30 giugno 2006	Stima della tariffa di trasporto (Euro/MWh) dal 1 luglio 2006		
		Ig	Ib	Dc
Trasmissione	13 (società proprietarie)	3,60	3,49	69,40 ^(A)
Distribuzione	168	40,2	5,83	

(A) Il valore include anche il recupero dei costi di commercializzazione della vendita

Continuità del servizio elettrico - qualità commerciale

Nel corso del 2005 si è registrato un ulteriore miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Per effetto della regolazione della continuità del servizio - introdotta dall'Autorità a partire dall'anno 2000 e ridefinita per il periodo di regolazione 2004 -2007 (livelli di partenza delle interruzioni e obiettivi annuali di miglioramento per ogni ambito territoriale) - sono significativamente diminuiti, nell'anno appena trascorso, sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso.

Tavola 3.4 Indicatori di continuità del servizio elettrico

Indicatori	2000	2001	2002	2003 ^(A)	2004	2005
Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione (minuti persi per cliente)	187	149	115	104	91	80
Numero di interruzioni lunghe all'anno per cliente in bassa tensione	3,6	3,1	2,8	2,7	2,5	2,3

(A) esclusi distacchi programmati e black-out

Fonte: AEEG

La durata complessiva delle interruzioni per i clienti in bassa tensione, è passata da 91 minuti all'anno per cliente nel 2004 a 80 minuti all'anno per cliente nel 2005 (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento rispetto al 1999 è del 58% (tav. 3.4). Il numero di interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) è passato da 2,5 interruzioni per cliente

nel 2004 a 2,3 interruzioni per cliente nel 2005 (considerando anche in questo caso tutte le interruzioni); il miglioramento complessivo rispetto al 1999 è del 39%.

Da segnalare che nel 2005 è stato avviato un nuovo meccanismo di regolazione delle interruzioni attribuibili a cause esterne, in precedenza escluse dalla regolazione, che ha comportato una maggiore assunzione di responsabilità da parte degli esercenti. Il meccanismo si basa su un'adozione volontaria che implica per gli esercenti una riduzione degli obblighi di registrazione delle interruzioni.

Dal 1 gennaio 2006 sono entrati in vigore nuovi standard di qualità relativi al numero massimo di interruzioni (senza preavviso lunghe) all'anno per i clienti in media ed alta tensione. I clienti alimentati in alta e media tensione che subiranno un numero di interruzioni superiore agli standard potranno ricevere indennizzi automatici commisurati alla loro dimensione e al disagio subito.

Entro la fine del 2007 tutte le imprese distributrici dovranno essere in grado di conoscere con esattezza tutti i clienti individuali (anche in BT) coinvolti in ogni interruzione, in modo da estendere in futuro gli standard individuali e i relativi indennizzi anche ai clienti in bassa tensione. A tal fine è stata condotta, nei primi mesi del 2006, una ricognizione dello stato delle procedure e dei sistemi necessari per la realizzazione di questo obiettivo.

Infine nel 2005 è proseguito il monitoraggio, in vista della definizione di misure di regolazione, della qualità della tensione (in media e alta tensione) su un campione che rappresenta il 10% delle reti di distribuzione.

Per quanto riguarda la qualità del servizio di trasmissione, nel corso del 2005 è stata data attuazione alle norme introdotte su questa materia nel 2004, che per la prima volta ha definito obblighi sia di registrazione delle disalimentazioni riguardanti gli utenti della rete di trasmissione nazionale, sia di trasparenza su diversi aspetti di qualità del servizio di trasmissione. Nel gennaio 2006, l'Autorità ha approvato i livelli attesi di qualità del servizio di trasmissione che riguardano le eventuali disalimentazioni ai clienti e alle imprese distributrici (direttamente connesse con la rete di trasmissione nazionale) attribuibili alla responsabilità di TERNA.

La disciplina degli standard di qualità commerciale è stata rivista nel 2004; è stato introdotto, tra l'altro, un monitoraggio della qualità dei servizi telefonici per quanto riguarda i tempi di attesa e di rinuncia alle chiamate ai *call center* commerciali. Nel 2006 è stata avviata un'indagine sulla qualità delle risposte telefoniche fornite ai consumatori da parte dei *call center* commerciali delle aziende fornitrici di energia elettrica e di gas.

Bilanciamento

Nel sistema elettrico italiano è operativo dall'aprile del 2004 un apposito mercato, denominato mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), finalizzato a garantire l'equilibrio "fisico" tra energia offerta e domandata, facendo fronte agli sbilanciamenti tra flussi programmati e flussi reali; in tale mercato il GRTN/TERNA si approvvigiona delle risorse necessarie per la risoluzione delle congestioni, per il bilanciamento e per garantire un'adeguata riserva al sistema.

Dal punto di vista del funzionamento del MSD, nel 2005 non sono state introdotte novità rispetto a quanto definito per il 2004 e riportato nella Relazione dello scorso anno.

I risultati rilevati sul MSD nel corso del 2005 evidenziano la natura differente di questo mercato rispetto ai mercati dell'energia (mercato del giorno prima e mercato di aggiustamento). I prezzi medi delle offerte a salire e a scendere si presentano infatti scarsamente correlati ai prezzi registrati sul mercato del giorno prima (MGP). I prezzi medi di vendita degli operatori risultano inoltre sensibilmente più elevati rispetto alla valorizzazione dell'energia sul MGP, mentre i prezzi di acquisto si rivelano inferiori, come riflesso della diversa struttura di questo mercato e della differente natura delle risorse in esso contrattate.

Nel 2005 il prezzo medio di acquisto del GRTN/TERNA sul MSD a salire è risultato pari a 96,29 €/MWh, mentre il prezzo medio di vendita a scendere è risultato pari a 22,03 €/MWh.

Per quanto riguarda i volumi, le offerte a salire accettate sul MSD *ex ante* nel corso del 2005 hanno riguardato 11,59 TWh, pari al 3,6% dei volumi scambiati sul Sistema Italia. I quantitativi relativi alle offerte a scendere accettate sul MSD *ex ante* nel corso del 2005, pari a 13,07 TWh, hanno invece coinvolto un'energia pari al 4% rispetto ai volumi scambiati sul Sistema Italia.

Alcune novità per l'anno 2005 sono state introdotte con riferimento alla regolazione degli sbilanciamenti, in concomitanza con l'avvio della partecipazione della domanda alla borsa elettrica. In particolare, è stato previsto un sistema semplificato per la valorizzazione degli sbilanciamenti, tale da ridurre il costo per gli operatori in prelievo rispetto a quanto previsto per il meccanismo a regime in cui essi potranno partecipare al mercato per il servizio di dispacciamento. L'adozione di tale regime è volto a concedere, ai soggetti responsabili della domanda i cui programmi di prelievo non risultano rilevanti ai fini della previsione da parte del Gestore della rete del fabbisogno di risorse per il dispacciamento, il tempo necessario per migliorare l'accuratezza delle proprie previsioni.

Nel dettaglio, con riferimento ai punti di dispacciamento per unità di consumo non rilevanti, per la quota dello sbilanciamento che eccede il 10% del programma finale cumulato relativo al punto di dispacciamento, in luogo dei prezzi di sbilanciamento normalmente definiti, si applicano dei prezzi che, a seconda del segno dello sbilanciamento aggregato zonale, sono a sconto o a maggiorazione dei prezzi zonali. Per la restante quota, ai fini della valorizzazione degli sbilanciamenti, si applica il prezzo zonale.

Nel 2005 gli sbilanciamenti delle unità di consumo appartenenti al mercato vincolato sono stati quantificati e valorizzati secondo quanto previsto nella delibera 30 dicembre 2003, n. 168 e successive integrazioni e modifiche. La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente Unico in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le suddette unità di consumo è risultata pari a circa l'1% del fabbisogno.

Al fine di consentire alla domanda il necessario tempo di apprendimento per gestire in modo efficiente le proprie negoziazioni sul mercato del giorno prima (MGP), è stato inoltre previsto nella disciplina del mercato elettrico che il GRTN/TERNA potesse presentare offerte integrative sul MGP per far sì che il livello di domanda risultante non si discostasse di più del 5% in valore assoluto dalle proprie previsioni.

Analogamente a quanto stabilito per il 2004, agli utenti del dispacciamento responsabili di punti di dispacciamento per unità di produzione non rilevanti, non è stata applicata la disciplina dei corrispettivi di sbilanciamento.

Per quanto riguarda gli anni successivi al 2005, l'Autorità, con la delibera 28 dicembre 2005, n. 293, ha effettuato modifiche e integrazioni alla delibera n. 168/03, avente a oggetto la definizione delle condizioni per l'erogazione del servizio di dispacciamento e per l'approvvigionamento delle relative risorse, introducendo alcuni elementi innovativi per migliorare la flessibilità del sistema di negoziazioni. In particolare, a seguito degli esiti dell'applicazione della disciplina transitoria, relativa ai corrispettivi di sbilanciamento per l'anno 2005 alle unità di consumo non rilevanti, e delle segnalazioni degli operatori in merito, l'Autorità ha ritenuto opportuno prevedere che la medesima struttura dei corrispettivi di sbilanciamento si applicasse a regime alle unità sia di consumo non rilevanti sia di produzione non rilevanti. Con questo aggiornamento, gli sbilanciamenti di tutte le unità non rilevanti vengono a essere meno penalizzati rispetto agli sbilanciamenti delle unità rilevanti.

In particolare, le modalità di determinazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo per le unità non rilevanti si differenziano rispetto a quanto precedentemente previsto a regime dalla delibera n. 168/03 e a quanto ipotizzato per i punti di dispacciamento inerenti a unità sia di consumo sia di produzione rilevanti, con riferimento ai seguenti due aspetti principali:

- l'indipendenza del prezzo dello sbilanciamento dal segno dello sbilanciamento effettivo di ciascun utente di dispacciamento: il corrispettivo dello sbilanciamento effettivo non dipende infatti dal segno dello sbilanciamento effettivo di ciascun utente del dispacciamento, ma solo dal segno dello sbilanciamento aggregato zonale;
- le modalità di determinazione del corrispettivo di sbilanciamento effettivo, fissato con riferimento al prezzo medio anziché a quello marginale di valorizzazione delle offerte accettate ai fini del bilanciamento del sistema in tempo reale.

È stato previsto, per consentire un passaggio graduale alle modalità di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento per le unità di consumo non rilevanti, un meccanismo transitorio per l'anno 2006, con l'applicazione di una soglia del 7% al di sotto della quale gli sbilanciamenti vengono valorizzati al prezzo del MGP. Esso risulta quindi analogo a quello precedentemente applicato in via transitoria per l'anno 2005, a eccezione del livello della soglia, che si abbassa dal 10% al 7%. Tale riduzione ha peraltro l'effetto di incentivare le unità di consumo verso una più corretta programmazione, determinando altresì una diminuzione del corrispettivo complessivamente sostenuto e limitando la possibilità di sussidi tra gli utenti del dispacciamento.

3.1.4 Regolamentazione dell'*unbundling*

Attualmente in Italia, in base alla legislazione vigente e nelle more della completa attuazione delle Direttive europee relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas, la maggior parte delle società di distribuzione dell'energia elettrica operano anche nel segmento della vendita al mercato vincolato. Il decreto legislativo 16 marzo 1999 n. 79/99, di attuazione della direttiva 96/92/CE, ha stabilito l'obbligo per i soggetti proprietari di impianti di distribuzione che alimentino più di 300.000 clienti finali di costituire una o più società per azioni, alle quali trasferire esclusivamente i beni e i rapporti, le attività e le passività relativi alla distribuzione di energia elettrica e alla vendita ai clienti vincolati. Successivamente, la legge 23 agosto 2004,

n. 239, ha riformulato la suddetta previsione disponendo che “i soggetti titolari di concessioni di distribuzione possono costituire una o più società per azioni, di cui mantengono il controllo e a cui trasferiscono i beni e i rapporti in essere, le attività e le passività relativi alla distribuzione di energia elettrica e alla vendita ai clienti vincolati. L'Autorità per l'energia elettrica e il gas provvede ad emanare i criteri per le opportune modalità di separazione gestionale e amministrativa delle attività esercitate dalle predette società”.

Nel 2005 l'Autorità ha avviato il processo di revisione della disciplina in materia di separazione contabile e amministrativa nei settori dell'energia elettrica e del gas. La riforma terrà conto:

- delle esigenze di armonizzazione delle delibere dell'Autorità con i principi contenuti nelle Direttive europee relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e del gas;
- dei principi e criteri direttivi contenuti nella delega al Governo prevista dalla legge 18 aprile 2005, n. 62, ai fini del recepimento nell'ordinamento nazionale delle richiamate Direttive¹⁰;
- delle modifiche della disciplina riguardante le società per azioni introdotte dall'art. 1 del decreto legislativo 17 gennaio 2003, n. 6, con particolare riferimento al contenuto del bilancio di esercizio e dei suoi allegati;
- dell'esigenza di una sistemazione più organica e omogenea delle disposizioni in materia di separazione contabile e amministrativa per i soggetti che operano nei settori del gas e dell'energia elettrica.

Il 16 marzo 2006, è stato pertanto emanato un Documento per la consultazione nel quale gli orientamenti espressi nella delibera di avvio del processo di revisione sono stati declinati in termini più specifici. Tali indirizzi si ricollegano sia all'opportunità che per alcuni servizi della filiera energetica si vada verso una separazione proprietaria delle rispettive attività, sia alle principali finalità perseguite tramite l'introduzione di regole di separazione amministrativa e contabile nei settori dell'energia elettrica e del gas, vale a dire:

- garantire la neutralità della gestione delle reti e, più in generale, delle infrastrutture gestite in concessione ovvero essenziali per lo sviluppo di un libero mercato energetico, richiedendo una organizzazione delle imprese e dei gruppi societari proprietari e gestori di tali infrastrutture che, anche durante l'eventuale transizione verso la separazione proprietaria, tuteli l'indipendenza della gestione delle medesime rispetto agli interessi degli operatori degli altri segmenti delle filiere dell'energia elettrica e del gas, in particolare di quelli operanti in segmenti liberalizzati;
- garantire, tramite una corretta e trasparente disaggregazione e imputazione dei valori economici e patrimoniali alle attività, l'assenza di sussidi incrociati tra queste ultime, in particolare tra quelle soggette a regolamentazione tariffaria e quelle al contrario operate in mercati in via di liberalizzazione;

¹⁰ Dato che la delega di recepimento contenuta nella legge 18 aprile 2005, n. 62 (legge comunitaria 2004) è ormai scaduta, il Disegno di Legge presentato dal Ministro dello sviluppo economico (già Ministro delle attività produttive) nel giugno 2006 prevede una serie di misure volte a completare la liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas in attuazione delle direttive comunitarie 2003/54/CE e 2003/55/CE.

- garantire un flusso informativo certo, omogeneo e dettagliato circa la situazione economica e patrimoniale delle imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e del gas, con particolare attenzione alla struttura dei costi, coerente con le finalità di regolazione stabilite dalla legge istitutiva dell'Autorità, in materia di promozione della concorrenza e dell'efficienza, nonché di definizione di un sistema tariffario certo e trasparente.

In tale prospettiva il Documento per la consultazione prevede l'introduzione del principio di separazione funzionale, teso a garantire sotto il profilo dell'organizzazione, del potere decisionale e gestionale e della disponibilità di informazioni commercialmente sensibili, l'indipendenza e la "neutralità" delle attività in concessione, ovvero essenziali per la liberalizzazione.

Nel contempo il Documento ipotizza un approccio semplificato in materia di separazione contabile, proponendo l'adozione di un modello che - senza richiedere la creazione di tante contabilità generali quante sono le attività - assicuri comunque, in coerenza con i modelli organizzativi adottati dalle imprese e attraverso il ricorso ad appositi strumenti quali la contabilità analitica, la significatività dei rendiconti a livello di ogni singola attività.

Dal momento che l'applicazione delle norme in materia di separazione funzionale avrà riflessi potenzialmente importanti sulla struttura organizzativa delle imprese interessate, l'Autorità intende avviare opportuni approfondimenti, anche tramite la creazione di uno specifico gruppo di lavoro con gli operatori interessati, in vista della definizione di linee guida per l'applicazione dei principi di separazione funzionale, con particolare riferimento alla strutturazione del programma di adempimenti (il cosiddetto *compliance programme* ovvero lo strumento con il quale le imprese dichiarano le modalità con cui intendono garantire il rispetto della separazione funzionale). A valle del processo di consultazione, entro la fine del 2006, l'Autorità adotterà un provvedimento per la separazione funzionale e contabile mentre la formalizzazione e precisazione delle modalità applicative relative al programma di adempimenti avverrà con separato provvedimento entro il 2007.

Relativamente all'attività di trasmissione si veda quanto esposto nel par. 3.1.3.

3.2 Concorrenza

3.2.1 Descrizione del mercato all'ingrosso

Nel 2005 la domanda di energia elettrica, pari a 329,4 TWh, è aumentata dell'1,3% rispetto all'anno precedente. Il fabbisogno di potenza alla punta ha toccato il suo massimo nel mese di dicembre, quando ha raggiunto 55.015 MW.

Nonostante l'aumento della domanda, la generazione nazionale lorda, pari a 302,4 TWh, è diminuita dello 0,3%, in ragione di un significativo incremento del saldo estero. Inoltre l'anno si è caratterizzato per un maggiore contributo della produzione termoelettrica alla generazione lorda complessiva rispetto al 2004; nel corso del 2005 la produzione termoelettrica lorda è infatti cresciuta del 2,4%, risultando pari a circa 246,3 TWh.

La produzione da gas naturale è aumentata rispetto al 2004 di quasi il 15%, arrivando a 148,9 TWh di energia, parallelamente a una contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-24,1%) e da combustibili solidi (-3,6%). L'aumento del consumo di gas naturale per fini di produzione elettrica nel 2005 trova giustificazione in una minore utilizzazione della capacità di interconnessione con l'estero, in concomitanza con l'entrata in servizio di nuovi impianti a gas rispetto all'anno precedente. Tali circostanze, in aggiunta all'insorgere di criticità nell'offerta di gas naturale importato dall'estero, hanno determinato una situazione di emergenza nell'approvvigionamento delle necessarie riserve all'inizio del 2006.

Con riferimento alle fonti rinnovabili, si evidenzia una rilevante diminuzione, pari al 16%, della produzione idroelettrica da apporti naturali, sostanzialmente legata alla scarsità di precipitazioni nel Nord Italia che ha caratterizzato l'inverno 2005. Nel complesso, la quota di generazione da fonti rinnovabili sul totale della produzione lorda è diminuita di due punti percentuali, passando dal 18,4% del 2004 al 16,4% del 2005.

Il saldo estero per il 2005 è ammontato a 49.155 GWh, quale differenza tra le importazioni, pari a 50.264 GWh, e le esportazioni, pari a 1.109 GWh. Rispetto al 2004 il saldo estero è aumentato del 7,7%, attestandosi su valori comunque inferiori a quelli registrati nel 2003 di circa 1.800 GWh. Tale aumento inverte il *trend* verificatosi negli ultimi due anni, nei quali si era registrata una riduzione dell'*import* dopo diversi anni di crescita continua. Il saldo estero ha garantito nel 2005 la copertura del 14,9% del fabbisogno nazionale di energia elettrica, contro il 14,0% dell'anno precedente.

Sul valore del saldo tra *import* ed *export* hanno inciso due fattori tra loro contrastanti. Il primo consiste in un rilevante incremento delle importazioni nel corso del 2005, cresciute dell'8,3%, anche grazie all'entrata in servizio delle nuove linee di interconnessione con la Svizzera a 380 kV San Fiorano-Robbia e Gorlago-Robbia che hanno determinato un incremento della massima capacità di trasporto. In particolare, la massima capacità di trasporto, per il periodo invernale, è risultata variabile giornalmente fra i valori 7.450 MW e 6.300 MW; durante il periodo estivo (maggio-settembre 2005 escluso agosto) tali valori sono stati pari a 6.350 MW e 5.800 MW. Il secondo fattore che ha inciso sul valore del saldo consiste invece in una crescita delle esportazioni del 40,2%, attestandosi su un valore superiore rispetto all'anno precedente per tutti i mesi dell'anno a eccezione di luglio e agosto.

In termini di energia generata, nel 2005 si è registrata un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel, pari a circa 4,5 punti percentuali, fino ad una quota del 39,0%, a favore di alcuni fra gli altri produttori maggiori, quali Eni, Endesa Italia, Tirreno Power e AEM Torino. Attualmente il secondo produttore in Italia è il gruppo Edison (11,7%), seguito dal gruppo Eni (9,0%), da Endesa Italia (8,2%) e da Edipower (8,0%). Gli altri operatori hanno tutti quote di mercato inferiori al 5%.

Il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, con riferimento alla generazione lorda; l'indice relativo al 2005 assume un valore pari a 1.900, mentre nel 2004 era pari a 2.220.

Tavola 3.5 Sviluppo del mercato all'ingrosso

	Domanda totale ^(A) (TWh)	Domanda di punta (GW)	Capacità netta installata (GW)	N. di società con una quota > 5% nella generazione (energia)	Quota % delle tre maggiori società nella generazione (energia)
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	329,4	55,0	86,8	5	59,7

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

Fonte: elaborazione AEEG su dati TERNA e dei produttori.

Per quanto riguarda la capacità installata lorda, si è registrata nel 2005 una crescita superiore a 5.000 MW, con un incremento pari a circa il 6,4% rispetto all'anno precedente. La nuova capacità è costituita soprattutto da impianti termoelettrici, con l'ingresso di circa 4.400 MW; gli incrementi hanno interessato in particolare la capacità termoelettrica del gruppo Edison e del gruppo Eni, che hanno dichiarato circa 1.000 MW in più ciascuno rispetto al 2004. La massima capacità netta di generazione al 15 maggio 2006, considerando gli impianti con potenza superiore a 10 MW¹¹, risulta pari a 75.089 MW. Gli operatori con una quota di mercato superiore al 5% sono cinque, Enel Produzione (49,6%), gruppo Edison (9,9%), Edipower (8,8%), Endesa Italia (8,0%) e gruppo Eni (6,0%). I primi tre operatori hanno una quota del 68,4%, mentre l'indice HHI risulta pari a 2.759.

Tavola 3.6 Ripartizione della capacità di generazione per tipologia di utilizzo degli impianti

Tipo di impianto	MW	Quota %
Baseload	35.781	47,7%
di cui termico	30.468	
di cui idrico	3.128	
di cui altro	2.185	
Mid-merit	28.196	37,5%
di cui termico	16.013	
di cui idrico	8.173	
di cui pompaggio	4.010	
Peak	6.231	8,3%
di cui termico	2.202	
di cui pompaggio	4.029	
Autoproduttori	4.883	6,5%
TOTALE	75.089	100,0%

Fonte: elaborazione AEEG su dati TERNA (Registro delle Unità di Produzione, 15 maggio 2006).

¹¹ Al netto delle indisponibilità di lungo periodo.

In base alla tipologia di utilizzo degli impianti, il parco italiano è costituito per poco meno della metà della potenza massima netta disponibile da impianti *baseload*, in larga maggioranza termici, per il 37,5% da impianti di *mid-merit* e per l'8,3% da impianti di punta, di cui due terzi circa sono impianti di pompaggio; il 6,5% della capacità, infine, è costituita da impianti di autoproduzione.

Relativamente alle modalità di funzionamento del mercato elettrico, la maggiore novità introdotta nell'anno 2005 riguarda la partecipazione attiva della domanda al sistema delle offerte. All'avvio della borsa elettrica nell'aprile del 2004 si erano infatti adottate disposizioni transitorie che limitavano al solo lato dell'offerta l'accesso alla borsa elettrica, per consentire una graduale entrata a regime del nuovo meccanismo di negoziazione. In seguito alle indicazioni della direttiva ministeriale del 24 dicembre 2004, tali disposizioni transitorie sono state modificate per l'anno 2005, consentendo una graduale partecipazione della domanda al sistema delle offerte.

Il mercato regolamentato gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), cui segue il mercato di aggiustamento (MA). Successivamente a questi vi è poi il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), in cui prima il GRTN e ora TERNA si approvvigionano delle risorse necessarie all'esercizio delle attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico. La disciplina del dispacciamento a regime prevede la partecipazione attiva della domanda in tutti questi mercati, ma le disposizioni transitorie per l'anno 2005 prevedono che essa partecipi solamente al MGP.

La partecipazione della domanda al solo MGP ha reso necessario attivare meccanismi transitori per compensare la ridotta flessibilità di negoziazione che essa si troverebbe a fronteggiare nell'impossibilità di partecipare al MA e al MSD. Questi meccanismi sono rappresentati da:

- lo sbilanciamento a programma, che consente ai soggetti titolari di contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte di presentare programmi di immissione e prelievo non bilanciati sul MGP. In tale caso le immissioni devono risultare superiori ai prelievi e la differenza è considerata come una vendita sul MGP da parte dell'operatore acquirente verso il GRTN/TERNA a un prezzo pari al Prezzo Unico Nazionale (PUN);

la Piattaforma di aggiustamento bilaterale per la domanda (PAB), nella quale si possono effettuare scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Gli scambi comunicati al Gestore del mercato elettrico (GME) tramite tale piattaforma, che svolge una funzione simile al MA, insieme agli impegni derivanti da contratti bilaterali o da acquisti sul MGP determinano il programma vincolante di ciascun punto di offerta in prelievo.

Oltre agli interventi sopra descritti, e alla previsione di un sistema semplificato per la valorizzazione degli sbilanciamenti, è stato inoltre previsto, nella disciplina del mercato elettrico, che il GRTN/TERNA possa presentare offerte integrative sul MGP per far sì che il livello di domanda risultante da tale mercato non si discosti di più del 5% in valore assoluto dalle proprie previsioni.

I nuovi meccanismi introdotti con la partecipazione attiva della domanda hanno interessato nel 2005 volumi di energia significativi che, rispetto ai volumi complessivamente scambiati sul Sistema Italia (scambi sul MGP più contratti bilaterali),

sono risultati mediamente pari al 2,7% per le offerte integrative del GRTN/TERNA, 2,9% per la PAB e 4% per gli sbilanciamenti a programma.

L'andamento complessivo del MGP nel corso del 2005 conferma il permanere di alcune criticità strutturali prevalentemente dal lato dell'offerta, che si traducono in prezzi mediamente elevati e progressivamente crescenti (al netto delle ciclicità stagionali) a causa delle continue tensioni manifestatesi sui mercati petroliferi e dei combustibili impiegati nella generazione. Il prezzo medio di acquisto determinato come media dei prezzi di vendita ponderata per i relativi acquisti di clienti finali è stato pari a 64,00 €/MWh, in aumento del 13,1% rispetto all'anno precedente. In media aritmetica il prezzo di acquisto è risultato invece pari a 58,59 €/MWh.

I volumi di mercato scambiati sul MGP nel corso del 2005 sono risultati pari a 203,0 TWh, di cui 139,2 TWh ceduti all'Acquirente Unico, che si approvvigiona dell'energia per il mercato vincolato, 47,7 TWh ceduti ad altri operatori, 8,1 TWh di energia destinata ai pompaggi, 2,8 TWh ceduti a zone estere e 5,3 TWh oggetto di offerte integrative da parte del GRTN/TERNA.

Per quanto riguarda il MA, mercato finalizzato alla modifica dei programmi definiti in esito al MGP, il prezzo medio ponderato per i relativi acquisti è stato pari a 62,40 €/MWh, in crescita del 23,8% rispetto al 2004.

Tavola 3.7 Mercato dell'energia elettrica (TWh)

	Consumi totali (al netto dei pompaggi)	Contrattazione mercato <i>spot</i> organizzato MGP (al netto dei pompaggi)	Contrattazione mercato <i>forward</i>	Contrattazione bilaterale OTC e autoconsumo (al netto dei pompaggi)
2002	310,7	0	0	310,7
2003	320,7	0	0	320,7
2004	325,4	65,3	0	260,1
2005	329,4	194,9	0	134,5

Fonte: elaborazione AEEG su dati TERNA e GME

La regolamentazione dell'attività di approvvigionamento da parte del GRTN/TERNA delle risorse utili per la fornitura dei servizi ancillari non ha subito variazioni rispetto al 2004. Il Mercato del servizio di dispacciamento (MSD), in particolare, è il mercato sul quale il Gestore della rete si approvvigiona dei servizi di dispacciamento, ai fini della risoluzione delle congestioni intrazonali, della creazione della riserva di energia e del bilanciamento in tempo reale. Tale mercato si svolge in due sessioni: la prima subito a valle del mercato di aggiustamento, nella quale il Gestore della rete acquista e vende energia per generare margini di riserva e risolvere le eventuali congestioni residue (MSD *ex ante*); la seconda si svolge per tutta la durata del giorno successivo ed è utilizzata dal Gestore della rete per acquistare e vendere energia per il bilanciamento del sistema in tempo reale (MSD *ex post*).

Sul MSD devono essere presentate offerte sia di vendita, da intendersi come offerte di disponibilità all'aumento dell'immissione (offerte a salire), che di acquisto, da intendersi come offerte di disponibilità alla riduzione dell'immissione (offerte a scendere). Attualmente non partecipano al mercato gli utenti del dispacciamento in prelievo.

Nella tavola 3.8 si riportano le quote di mercato e l'indice HHI per ognuno dei 4 segmenti nei quali è suddiviso il MSD, per l'anno 2005. Le quantità vendute dal Gestore della rete sul MSD *ex ante* a scendere sono state 13,07 TWh, quelle acquistate a salire 11,59 TWh. Le quantità vendute dal Gestore della rete sul MSD *ex post* a scendere sono state 7,94 TWh, quelle acquistate a salire 9,81 TWh.

Tavola 3.8 Quote di mercato e indice HHI nei quattro segmenti del MSD

	MSD ex ante offerte a scendere	MSD ex ante offerte a salire	MSD ex post offerte a scendere	MSD ex post offerte a salire
Gruppo Enel	46,3	75,3	79,5	85,0
Endesa Italia	24,0	7,8	8,4	5,3
Edipower	15,8	14,3	7,1	6,1
Edison Trading	4,9	0,2	0,8	0,3
Tirreno Power	3,0	1,9	2,3	1,9
AEM Trading	2,3	0,2	0,8	0,5
ASM Brescia	1,8	0,1	0,8	0,5
Azienda Energetica - Etschwerke	0,8	0,1	0,0	0,0
S.I.E.T	0,5	0,0	0,1	0,2
AGSM Verona	0,3	0,0	0,0	0,0
AceaElectrabel Trading	0,2	0,0	0,0	0,1
Ottana Energia	0,1	0,0	0,1	0,1
Altri	0,1	0,1	0,0	0,0
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0
Indice HHI				
	3.010	5.945	6.451	7.299

Fonte: elaborazione di AEEG su dati GME e TERNA.

Un quadro completo delle modalità di approvvigionamento di energia elettrica in Italia è presentato nella tavola 3.9, in cui vengono riportati gli autoconsumi, gli scambi effettuati nel sistema delle offerte, con il dettaglio dell'energia Cip 6 e delle offerte integrative del GRTN/TERNA, e l'energia ceduta tramite contratti bilaterali fisici; il valore complessivo del fabbisogno è al lordo dell'energia destinata ai pompaggi. L'energia Cip 6, prodotta da impianti da fonti rinnovabili e/o assimilate sottoposti a incentivazione dal Provvedimento n. 6 del Comitato Interministeriale Prezzi adottato nel 1992, viene acquistata dal GRTN/TERNA ai sensi del decreto legislativo 79/99 e da questi viene ceduta in borsa; lo stesso decreto ha stabilito inoltre che tale energia goda di priorità di dispacciamento.

Negli anni intercorsi tra l'approvazione del decreto 79/99 e l'avvio operativo della borsa, il GRTN ha ceduto tale energia ai clienti finali attraverso la vendita di bande annuali e mensili di energia assimilabili a contratti bilaterali. A partire dall'1 gennaio 2005, l'energia Cip 6 viene offerta dal GRTN/TERNA direttamente sulla borsa elettrica e gli operatori assegnatari di quote di tale energia sono tenuti a stipulare un contratto per differenza con il GRTN/TERNA, che li impegna ad approvvigionarsi sul mercato elettrico per le quantità loro assegnate. Sulla base di tale contratto, nel 2005 gli operatori assegnatari hanno

ricevuto o versato, per le rispettive quote di capacità assegnata, la differenza tra il prezzo medio di mercato (PUN) e il prezzo di assegnazione, fissato a 50 €/MWh. Il decreto del Ministero delle attività produttive del 5 dicembre 2005, confermando il meccanismo delineato l'anno precedente, ha stabilito un nuovo prezzo fisso valido per tutto l'anno 2006, pari a 55,5 €/MWh e costante per tutte le ore dell'anno.

Tavola 3.9 Struttura dell'approvvigionamento di energia elettrica per l'anno 2005 (TWh)

Fabbisogno al lordo dei pompaggi	338,8
Autoconsumi	21,5
Energia netta venduta sul sistema delle offerte	203,0
Di cui Cip 6	51,9
Di cui offerte integrative del GRTN/TERNA	3,4
Bilaterali fisici	114,3

Fonte: elaborazione AEEG su dati GME e TERNA.

Nel complesso, l'energia approvvigionata tramite contratti bilaterali è risultata pari a 114,3 TWh. Non sono disponibili informazioni di dettaglio sulla durata di tali contratti, sebbene la maggior parte di essi sia stipulata su base annuale.

In tema di integrazione tra il mercato italiano e quelli dei paesi limitrofi, nel periodo gennaio 2005 - giugno 2006 si è confermato il sussistere di un rilevante differenziale di prezzo tra la Borsa italiana e le principali borse estere, sebbene il PUN sia cresciuto in media meno delle altre borse. L'Ipex, in particolare, è risultata la Borsa con il prezzo maggiore nelle ore di *peakload*, nelle quali la borsa italiana ha registrato un prezzo medio anche doppio di quello degli altri mercati europei; anche nelle ore di *off-peak*, il prezzo italiano si è confermato tra i più elevati nell'intero periodo.

Questo differenziale di prezzi ha portato ad un utilizzo sostanzialmente unilaterale delle linee di interconnessione con l'estero, con una direzione prevalente del flusso in importazione che ha raggiunto il 100% delle ore sulla frontiera settentrionale e il 33% sulla frontiera meridionale (contro un 8% di flussi in esportazione). In termini percentuali, analogamente al 2004, le ore in cui si è avuta una completa saturazione dei transiti sono comunque risultate piuttosto ridotte, inferiori al 2% su base annuale sulla frontiera settentrionale e all'1% su quella meridionale.

Gli elevati scambi di energia con i paesi confinanti continuano a non determinare una reale integrazione dei mercati a causa della persistente congestione dei vincoli di trasmissione, che non consentono un allineamento del prezzo italiano a quello degli altri mercati. Questo si riflette nella limitata correlazione tra il prezzo sulla borsa italiana e i prezzi sulle altre borse europee nel periodo gennaio 2005 - giugno 2006, come riportato in tavola 3.10.

Tavola 3.10 Indici di correlazione dei prezzi medi giornalieri dei *day ahead markets* europei (1 gennaio 2005 – 30 giugno 2006)

	EXAA	APX	EEX	PowerNext	OMEL	NordPool	IPEX
EXAA	100%						
APX	77%	100%					
EEX	95%	75%	100%				
PowerNext	93%	76%	90%	100%			
OMEL	66%	53%	64%	68%	100%		
NordPool	34%	28%	32%	32%	18%	100%	
IPEX	62%	47%	61%	59%	52%	50%	100%

Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle borse elettriche europee.

Con riferimento al livello di frammentazione zonale interno, si evidenzia che nel 2005 il numero medio di zone in cui si è articolato il mercato si è ridotto del 29%, passando da 3,17 del 2004 a 2,25 nel 2005. L'Italia è stata un'unica zona di mercato nel 20% delle ore (contro il 3% del 2004), risultando la seconda configurazione più frequente. Le zone continentali non si sono separate tra di loro nel 62% delle ore (contro il 36% del 2004).

Nel corso del 2005 si è inoltre registrata una notevole riduzione dei differenziali dei prezzi di vendita tra le diverse zone in cui è suddiviso il mercato elettrico, passati da 22,13 €/MWh a 6,27 €/MWh. La crescita del PUN, in particolare, è stata sostenuta dalle zone che nel 2004 erano caratterizzate da prezzi più bassi; ciò ha determinato un allineamento verso l'alto dei prezzi zionali. Il Nord ed il Centro Nord si confermano zone con prezzi medi annui inferiori alla media del PUN (rispettivamente pari a 63,38 €/MWh e 61,26 €/MWh), mentre il Sud e la Calabria si confermano le due zone con prezzi medi più alti, rispettivamente pari a 67,53 €/MWh e 67,19 €/MWh.

Figura 3.1 Prezzi medi di vendita zionali sul MGP (€/MWh)

Fonte: GME

Relativamente alle operazioni di concentrazione nel settore dell'energia elettrica, nella seconda metà del 2005 è stata perfezionata l'operazione di acquisizione da parte di EDF e AEM Milano di una quota paritetica di Edison.

In particolare, il 16 settembre Transalpina di Energia (TdE) ha acquisito da Italennergia Bis circa il 63% del capitale ordinario di Edison e 240 mila warrants Edison convertibili in azioni ordinarie Edison.

Il controllo della società Edison è esercitato da TdE, società non controllata, ai sensi dell'art. 93 del decreto legislativo 58/1998, da alcuna persona fisica o giuridica. TdE risulta pariteticamente posseduta da due soci, WGRM Holding 4, interamente controllata da EDF, e Delmi, a sua volta controllata al 51% da AEM. Nessun soggetto esercita attività di direzione e coordinamento nei confronti di Edison.

Tale operazione ha portato alla creazione di un soggetto più forte nella generazione elettrica ed equiparabile al gruppo Enel nel Nord Italia e potrebbe avere un effetto positivo sui prezzi di borsa nel medio-lungo termine. Ciò dipenderà ovviamente anche dai tempi di finalizzazione delle intese tra i soggetti coinvolti nell'accordo, dalle ripercussioni a livello industriale e dal rischio di eventuali "collusioni" con Enel nella definizione dei prezzi all'ingrosso.

Contestualmente all'accordo EDF - AEM, il Governo italiano ha emanato il 14 maggio 2005 un decreto legge per lo sblocco del limite al 2% dei diritti di voto di EDF in Edison, previsto dalla legge n. 301/01, la quale non consentiva ad un'impresa straniera di detenere quote rilevanti in società del settore dell'energia in Italia.

3.2.2 Descrizione del mercato finale

Il mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali si ripartisce in due segmenti, relativi alla vendita ai clienti che appartengono al mercato vincolato (che include tutti i clienti domestici e i clienti idonei non domestici che hanno scelto di continuare ad acquistare energia elettrica a tariffe regolate) e alla vendita ai clienti che appartengono al mercato libero (che include i clienti non domestici che hanno scelto di cambiare fornitore).

Nel corso del 2005 i consumi del mercato vincolato, sulla base dei dati di pre-consuntivo forniti dai distributori, sono diminuiti di oltre il 2% rispetto all'anno precedente, attestandosi su 152,6 TWh di energia¹², pari a circa il 53% del mercato totale al netto degli autoconsumi. La riduzione dei consumi è interamente attribuibile ad una contrazione dei prelievi da parte degli utenti non domestici vincolati. Per questi ultimi, in prevalenza piccole aziende, artigiani, professionisti ecc., che al 1° luglio 2004 sono diventati clienti idonei, la domanda è diminuita, infatti, del 4% circa, mentre i consumi dei domestici sono rimasti sostanzialmente stabili rispetto al 2004.

Con riferimento al mercato vincolato, permane una situazione di elevata concentrazione a beneficio soprattutto di Enel Distribuzione, che mantiene una quota di mercato estremamente elevata, pari a all'85,5%. Le tre principali imprese di distribuzione, Enel

¹² Sulla base delle stime preliminari di fonte TERNA, nel 2005 i consumi di energia elettrica dei clienti vincolati si attesterebbero sui 150,8 TWh.

Distribuzione, Acea Distribuzione e Aem Elettricità, coprono il 93,6% del mercato vincolato.

Al 31 dicembre 2005, i clienti idonei, e quindi potenzialmente liberi, erano circa 7,7 milioni, e hanno prelevato, nel corso dell'anno, 223,2 TWh di energia (al netto dei consumi della Rete Ferroviaria Italiana); rispetto all'anno precedente il volume di energia prelevata dagli stessi clienti è aumentato di circa 5,6 TWh. Il prelievo medio per cliente è risultato sostanzialmente stabile rispetto al 2004, attestandosi su 28.814 kWh.

I clienti che al 31 dicembre 2005 risultavano approvvigionarsi effettivamente sul mercato libero erano invece circa 330.000, con un prelievo complessivo di 136,6 TWh¹³, corrispondente a una quota del 61,2% del mercato potenziale.

I soggetti che vendono energia elettrica agli utenti che appartengono al mercato libero sono i grossisti e i produttori; sulla base di un'indagine svolta dall'Autorità il numero di grossisti che nel 2005 sono stati attivi nel mercato della vendita e che risultavano indipendenti da società di distribuzione dell'energia elettrica sono stati 193¹⁴ su un totale di 247 rispondenti all'indagine. Si stima che il numero complessivo di grossisti sia pari a circa 400 soggetti anche se molti di questi non risultano aver svolto alcuna attività di trading nel corso del 2005. Le forniture al mercato libero sono state assicurate prevalentemente dai grossisti con vendite tra 1 e 10 TWh, che hanno rappresentato il 52% circa del mercato, mentre i grossisti maggiori ne hanno rappresentato il 36% circa. I produttori nel loro complesso hanno contribuito solo per il 3% circa delle forniture al mercato libero.

Nel 2005 i gruppi con una quota di mercato maggiore o uguale al 5% sono risultati 5: il gruppo Enel (13%), il gruppo Edison (10,8%), Egl Italia (9,1%), il gruppo Eni (8,5%) e Energia (5,3%); questi gruppi nel complesso hanno coperto poco meno della metà della domanda libera. I primi tre gruppi che hanno provveduto a soddisfare il 40,3% della domanda dei grandi utenti industriali, con consumi annuali superiori a 5.000 MWh, sono risultati: Enel, Egl Italia e Eni, mentre il 26,7% della domanda degli utenti medi industriali e commerciali è stata soddisfatta da Edison, Enel e Energia.

Nel corso del 2005 l'Autorità ha partecipato all'indagine multicliente, Energy 2005, realizzata da GfK-EURISKO sulla domanda di energia e gas nelle aziende italiane. L'indagine è stata condotta su un campione rappresentativo dell'intera clientela nazionale non domestica (2.700 unità locali delle imprese italiane a livello nazionale), stratificato per area geografica, settore merceologico e classe di addetti. Scopo dell'indagine era fornire una fotografia della conoscenza della liberalizzazione del mercato energetico ed esaminare il comportamento dei clienti di fronte a essa. Con riferimento a quest'ultimo punto, in particolare, chi ha sottoscritto un nuovo contratto rappresenta il 6% dei clienti non domestici intervistati (in maggioranza quelli con consumi elevati); il 2% circa di questi ha cambiato contratto mantenendo l'attuale fornitore. Per le circa 95.000 aziende che hanno un consumo annuo superiore ai 100.000 kWh/annui, l'apertura del mercato è più evidente: è tra queste, infatti, che si osserva l'affermarsi di fornitori alternativi all'ex monopolista del settore.

¹³ Sulla base delle stime preliminari di fonte TERNA, nel 2005 i consumi di energia elettrica dei clienti liberi si attesterebbero sui 135,7 TWh.

¹⁴ Si tratta di società che, o non fanno parte di alcun gruppo societario, o fanno parte di gruppi in cui non sono presenti società che svolgono attività di distribuzione.

Nella primavera del 2006 l'Autorità ha condotto un'indagine sull'attività di vendita dell'energia elettrica ai clienti finali; i risultati di tale indagine (comprendenti anche informazioni sui tassi di *switching*) saranno disponibili alla fine di settembre.

Tavola 3.11 Comportamento di fronte alla liberalizzazione

Percentuali di risposte alla domanda: "La vostra azienda come si è comportata a fronte della liberalizzazione del mercato?"

	UNITÀ LOCALI CON CONSUMI ANNUI					TOTALE IMPRESE
	FINO A 5000 kWh	5.001 - 10.000 kWh	10.001 - 100.000 kWh	100.001 - 500.000 kWh	Oltre 500.000 kWh	
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore	1,17	0,84	7,75	36,30	66,55	4,32
Ha sottoscritto un nuovo contratto con un nuovo fornitore ma poi è tornato al precedente	0	0	0,05	1,12	0,24	0,05
Ha sottoscritto un nuovo contratto con il vecchio fornitore	2,21	0,57	0,9	1,25	3,30	1,46
Non ha fatto nulla ha mantenuto il vecchio fornitore	96,67	98,59	91,29	61,33	29,90	94,17

Fonte: Indagine multicliente Energy 2005.

I prezzi dell'energia elettrica pagati dai consumatori-tipo definiti da Eurostat e la loro scomposizione sono illustrati nella tavola 3.15.

Tavola 3.12 Tariffe elettriche finali

Luglio 2005

Cliente tipo (definizione Eurostat)	Dc	Ib	Ig
Prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica o costo di generazione	75,78	76,51	69,49
Tariffa di trasmissione (esclusi oneri regolatori)	67,23	3,50	3,27
Tariffa di distribuzione (esclusi oneri regolatori)		37,61	5,83
Stima del margine per il recupero dei costi di commercializzazione della vendita		1,23	0,003
Perdite di rete	9,12	4,09	3,71
Oneri regolatori	7,30	9,22	8,40
TOTALE (€/MWh)	159,43	132,16	90,70

Luglio 2006

Cliente tipo (definizione Eurostat)	Dc	Ib	Ig
Prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica o costo di generazione	86,80	94,98	82,80
Tariffa di trasmissione (esclusi oneri regolatori)	69,40	3,60	3,49
Tariffa di distribuzione (esclusi oneri regolatori)		40,21	5,83
Stima del margine per il recupero dei costi di commercializzazione della vendita		1,23	0,003
Perdite di rete	10,30	5,02	4,37
Oneri regolatori	14,20	16,62	15,80
TOTALE (€/MWh)	180,70	161,66	112,30

Note:

- La tariffa di distribuzione include anche la componente a copertura dei costi di misura e di perequazione dei costi di trasporto e la componente a copertura dei costi per miglioramenti della qualità del servizio.
- I costi per i servizi ancillari di generazione e la perequazione dei costi di generazione sono inclusi nel prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica.
- Gli oneri regolatori includono: gli *stranded costs*, gli incentivi per le fonti rinnovabili e altri costi residui non collegati alla produzione e ai servizi di rete.
- La tariffa domestica relativa a luglio 2006 è calcolata sulla base di un'opzione tariffaria diversa rispetto a quella utilizzata con riferimento a luglio 2005 che non è più in vigore per le nuove utenze.

3.2.3 Misure per contrastare l'abuso di posizione dominante

E' proseguita anche nell'anno appena trascorso l'attività dell'Autorità volta a promuovere la concorrenza nel mercato all'ingrosso. La delibera 7 ottobre 2005, n. 212, recante Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica per l'anno 2006, fa seguito alle conclusioni raggiunte dall'Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione nel settore dell'energia elettrica condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato e pubblicata con delibera 9 febbraio 2005, n. 19; nonché alle risultanze dell'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso di energia elettrica e del dispacciamento condotta dall'Autorità.

L'indagine congiunta ha evidenziato che il quadro strutturale del mercato dell'energia all'ingrosso era nell'anno 2004, così come presumibilmente sarebbe stato negli anni successivi, caratterizzato dalla presenza di un operatore, Enel, con esteso potere di mercato, seppure di grado diverso, in tutti e quattro i mercati geografici rilevanti, detti macrozone (macrozona Nord, macrozona Sud, macrozona Sardegna e macrozona Sicilia); nonché dalla presenza di un operatore, Endesa Italia Spa, con potere di mercato nella macrozona Sardegna. Le risultanze dell'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso di energia elettrica e di quello per il servizio di dispacciamento, hanno confermato, per l'anno 2005, le criticità relative alla presenza di operatori con esteso potere di mercato nell'offerta di energia elettrica.

Le conclusioni dell'indagine congiunta e dell'attività di monitoraggio hanno condotto l'Autorità a ritenere che vi fosse la necessità - indifferibile - di adottare misure al fine di rimuovere gli ostacoli ancora presenti per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nell'offerta all'ingrosso di energia elettrica.

L'Autorità, con la delibera n. 212/05, ha quindi proposto l'adozione dei Virtual Power Plant (VPP), che costituiscono un intervento di regolazione asimmetrica teso a sterilizzare l'incentivo dell'operatore dominante - in quanto operatore indispensabile a soddisfare la domanda di energia elettrica in un elevato numero di ore dell'anno - a esercitare il proprio potere di mercato unilaterale. A tale scopo l'Autorità ha previsto l'imposizione di un obbligo temporaneo, in capo a Enel Produzione, a cedere una quota parte della propria disponibilità di capacità produttiva a soggetti terzi non riconducibili al medesimo operatore, per quantitativi predefiniti e a prezzi determinanti sulla base di una procedura concorsuale svolta secondo regole verificate dall'Autorità.

Il contratto VPP di fatto prevede:

- il pagamento da parte del cedente (l'operatore dominante) delle differenze positive tra i prezzi di borsa definiti nelle ore in cui esso è essenziale per la formazione dei prezzi del mercato e un prezzo di esercizio (strike price) che assicura l'equa remunerazione del capitale investito;
- un premio effettivo, pagato dall'acquirente, dedotto il valore delle differenze positive tra prezzi di borsa e prezzi di esercizio.

La procedura d'asta prevedeva, inoltre, che Enel potesse non assegnare i VPP qualora il premio offerto dai partecipanti si fosse collocato al di sotto di un premio di riserva, definito da Enel stessa e commisurato ai costi fissi attribuibili alle unità di produzione localizzate nella macrozona cui i VPP facevano riferimento.

Dall'altro lato l'Autorità ha bilanciato le esigenze di tutela dell'equilibrio economico di Enel con quelle di tutela degli interessi dei consumatori, mediante la fissazione di un tetto (massimo) al medesimo premio di riserva, la cui determinazione a un livello superiore ai costi avrebbe vanificato l'efficacia del provvedimento.

Ai fini della cessione della capacità produttiva virtuale per l'anno 2006, Enel ha organizzato due procedure concorsuali tenutesi, rispettivamente, il 30 novembre 2005 e il 13 dicembre 2005. Esse consistevano in un'asta discriminatoria, di tipo pay as bid, con offerte in aumento rispetto a un premio base d'asta e selezione delle offerte fino all'esaurimento della capacità produttiva virtuale messa all'asta. Le due procedure non hanno dato seguito ad alcuna assegnazione di capacità in quanto, data la definizione del premio base d'asta, le attese degli operatori rendevano i prodotti VPP di Enel non attraenti.

Enel Produzione ha presentato ricorso avverso la delibera n. 215/05 avanti al TAR Lombardia, il quale, con la sentenza n. 246 del 6 febbraio 2006, ne ha disposto l'annullamento. L'Autorità ha presentato appello contro tale sentenza al Consiglio di Stato.

In tema di potere di mercato e sviluppo della concorrenza nel corso del mese di luglio 2006 sono state inoltre inviate due segnalazioni al Parlamento e al Governo da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (di seguito AGCM).

La prima riguarda le "modalità di alienazione delle partecipazioni azionarie di Enel S.p.A. in Eurogen S.p.A., Elettrogen S.p.A. e Interpower S.p.A." stabilite dal D.P.C.M. 8 novembre 2000. Il decreto limita al 30% la misura della partecipazione degli enti pubblici o imprese pubbliche, italiani o esteri, in tali società, per un periodo di almeno cinque anni. Nel caso di Eurogen, che ha oggi acquisito la denominazione Edipower, tale norma risulta violata, in quanto la società è stata acquisita da Edison, che è a sua volta posseduta

congiuntamente da EDF e AEM, entrambe di proprietà pubblica. Il superamento del limite imposto dalla legge potrebbe pregiudicare lo sviluppo non distorto di un mercato liberalizzato e l'AGCM richiede quindi che siano adottate tutte le iniziative idonee a far cessare tale violazione.

La seconda segnalazione concerne invece il regime di incentivazioni alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate. Tale normativa risulterebbe distorsiva, introducendo elementi di inefficienza nel sistema elettrico nazionale, e inadeguata alla luce del processo di liberalizzazione iniziato nel 1999. L'AGCM auspica quindi una urgente revisione del regime di incentivazioni nell'ottica di attenuare le distorsioni da essa indicate e soprattutto ridurre l'onere a carico dei consumatori.

4 REGOLAMENTAZIONE E PERFORMANCE DEL MERCATO DEL GAS NATURALE

4.1 Regolamentazione

4.1.1 Sguardo generale

Nel settore del gas, nonostante l'avanzamento del quadro normativo e regolamentare, è in progressivo peggioramento il quadro competitivo a causa di sviluppi infrastrutturali non adeguati all'andamento della domanda e a causa della dominanza di ENI sul mercato.

Circa il grado di apertura del mercato non vi sono novità, in quanto si ricorda che l'Italia ha scelto di aprire completamente il mercato a partire dal 2003 (dal 1 gennaio di quell'anno tutti i clienti sono divenuti liberi di scegliere il proprio fornitore) e che sin dal 2000 ha previsto la separazione societaria fra attività di trasporto del gas e attività di vendita, e l'accesso regolato alle reti. Come lo scorso anno, occorre ribadire tuttavia che l'adozione di una regolamentazione avanzata è una condizione necessaria ma non sufficiente per l'avvio di una vera e propria concorrenza nel mercato.

4.1.2 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 2005-2006. Rispetto alle capacità messe a disposizione nell'anno termico precedente, nell'anno termico 2005-2006 non si registrano significative variazioni di capacità conferibile, a eccezione dei punti di Gela, che prosegue nella fase di *build up*, e di Gorizia che ha avuto un lieve aggiustamento in aumento (si ricorda che l'importazione presso il punto di Gorizia è un'operazione "virtuale", risultante dai minori volumi fisici in esportazione). I risultati del conferimento per l'anno termico 2005-2006 mostrano come quasi interamente conferite le capacità di trasporto di tipo continuo presso i punti di entrata della rete nazionale interconnessi con l'estero via gasdotto. All'inizio dell'anno termico, 26 soggetti hanno richiesto e ottenuto l'accesso presso questi punti, e le capacità richieste sono state interamente soddisfatte, in alcuni casi ricorrendo all'assegnazione di capacità interrompibile. Non è riportato nella tavola il punto di entrata di Panigaglia, la cui capacità conferibile giornaliera, pari a 13 M(m³)/giorno, in base alle procedure attuali è assegnata all'operatore del terminale di Panigaglia, GNL Italia Spa, che immette il gas in rete per conto dei propri utenti della rigassificazione¹⁵; ciò al fine di consentire un utilizzo efficiente della capacità di trasporto presso l'interconnessione con il terminale. Nel frattempo Snam Rete Gas porterà a compimento i potenziamenti programmati in territorio nazionale coerenti con le capacità conferite.

È opportuno ricordare che i valori della capacità di trasporto sono calcolati mediante simulazioni idrauliche della rete di trasporto che tengono conto degli scenari di prelievo previsti per l'anno in oggetto. La capacità di trasporto presso ciascun punto di entrata è

¹⁵ Si ricorda che in Italia esiste un solo impianto di rigassificazione di GNL situato a Panigaglia, che appartiene alla società GNL Italia Spa, interamente posseduta da Eni.

determinata considerando lo scenario di trasporto più gravoso (quello estivo per i punti di entrata di Mazara del Vallo, Tarvisio e Gorizia, quello invernale per il punto di entrata di Passo Gries). In particolare, Snam Rete Gas ha valutato i massimi quantitativi che possono essere immessi sulla rete da ciascun punto di entrata senza che siano superati i vincoli minimi di pressione nei vari punti del sistema, e senza superare le prestazioni massime degli impianti. Ciò, al fine di assicurare la disponibilità del servizio di trasporto al livello richiesto nel corso di tutto l'anno termico.

Tav. 4.1 Capacità di trasporto di tipo continuo in Italia

M(m³) standard per giorno, se non altrimenti indicato, anno termico 2005-2006

PUNTO DI ENTRATA DELLA RETE NAZIONALE	CONFERIBILE	CONFERITA	DISPONIBILE	QUOTA CONFERITA/ CONFERIBILE
Passo Gries	57,5	57,5	0,0	100%
Tarvisio	88,3	84,1 ^(B)	4,2	95%
Mazara del Vallo	80,5	80,4	0,1	100%
Gorizia	2,0	0,86	1,1	43%
Gela ^(A)	22,8	22,8	0,0	100%
TOTALE	251,1	245,7	5,4	98%

A) Capacità disponibile a partire da gennaio 2006.

B) La capacità riportata nella tavola corrisponde alla capacità conferita a partire dal gennaio 2006.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero delle attività produttive e Snam Rete Gas.

Nel novembre 2005, l'Autorità ha avviato una consultazione con l'obiettivo di apportare modifiche e integrazioni alla delibera 17 luglio 2002, n. 137, concernente le condizioni di accesso e di erogazione del servizio di trasporto. Le modifiche attese riguardavano in particolare la possibilità di estendere al mese di settembre la procedura del conferimento annuale di capacità di trasporto, prevedendo una diversa tempistica per la presentazione delle richieste e per l'assegnazione delle capacità di trasporto presso i punti di entrata interconnessi con i gasdotti esteri, e per l'assegnazione delle capacità presso tutti gli altri punti del sistema di trasporto. Ciò, al fine di lasciare agli utenti un margine di tempo per formalizzare i contratti di fornitura successivamente al conferimento della capacità di importazione, e richiedere le relative capacità in uscita e in riconsegna dal sistema in ragione di tali contratti.

Con la delibera 15 marzo 2006, n. 53, l'Autorità, accogliendo le osservazioni degli operatori e assicurando le esigenze rappresentate nell'ambito della consultazione, ha modificato la disciplina del conferimento della capacità di trasporto, entro i limiti imposti dalle tempistiche necessarie alle verifiche tecniche che le imprese di trasporto effettuano per assicurare le capacità di trasporto richieste. A tal fine ha integrato la disciplina del conferimento, riconoscendo ai soggetti interessati la facoltà di presentare una richiesta di accesso ai punti di riconsegna anche entro i primi sette giorni lavorativi del mese di settembre, con effetto dall'1 ottobre del medesimo anno (in precedenza il limite era il primo agosto).

Mercato secondario della capacità e del gas

Nell'ambito della predisposizione delle procedure volte a dare attuazione al mercato regolamentato delle capacità e del gas, l'Autorità ha avviato nel luglio 2005 una consultazione sulla proposta di contratto standard per la compravendita di gas al Punto di Scambio Virtuale (PSV). Tale intervento riguarda appunto la definizione di contratti standard per gli scambi bilaterali di gas e capacità: un passaggio ritenuto utile a promuovere la liquidità del mercato, facilitando la conclusione di transazioni fra gli operatori, a cui verrebbe offerta la possibilità di definire i soli prezzo e volume della transazione.

Nell'ambito della consultazione è emerso come i soggetti interessati abbiano colto con favore l'intenzione dell'Autorità di agevolare lo sviluppo del PSV, considerandolo un passo di fondamentale importanza verso la creazione di un mercato nazionale del gas naturale maturo, concordando con il principio secondo cui una standardizzazione contrattuale è utile e funzionale allo sviluppo di mercati energetici liquidi, efficienti e trasparenti. Al tempo stesso sono emerse, però, alcune problematiche meritevoli di ulteriori approfondimenti, in particolar modo in relazione al grado di vincolabilità che si intende attribuire al contratto, nonché all'ambiguità connessa con la natura dello stesso, stante anche il fatto che l'architettura del mercato, nel quale tale contratto verrebbe inserito, non è ancora definita nelle sue *Linee guida*.

Al fine di favorire lo sviluppo di un mercato *spot*, gli operatori ritengono sostanzialmente opportuno che sia mantenuta ogni possibile forma di flessibilità di negoziazione, considerando, quindi, le clausole del contratto sempre emendabili e integrabili dalle parti.

Il contratto dovrebbe dunque rappresentare solo una base di riferimento adottabile in modo esclusivamente volontario. Al momento, le condizioni di mercato non sono ancora mature per l'introduzione di un modello contrattuale vincolante e standardizzato che, tenuto anche conto sia della scarsa liquidità del mercato, causata tra l'altro dalla permanenza del potere dominante dell'*incumbent*, sia del limitato numero di operatori che vi operano, rischierebbe di causare distorsioni del mercato stesso.

Appare dunque necessario un approfondimento della materia, al fine di individuare quali elementi contrattuali possano essere ritenuti applicabili a tutti i contratti di compravendita di gas naturale, nonché di evidenziare quali modifiche apportare alle clausole attualmente sottoscritte dalle parti per promuovere ulteriormente la concorrenza nel mercato del gas.

4.1.3 Regolamentazione delle società di trasmissione e distribuzione

Gli assetti proprietari e la situazione infrastrutturale del trasporto di gas non è significativamente mutata rispetto allo scorso anno.

La rete di trasporto gas, suddivisa in rete di trasporto nazionale e rete di trasporto regionale, fa capo ad un ristretto numero di imprese. Il principale operatore di trasporto,

Snam Rete Gas Spa è l'operatore dominante del settore. Il secondo operatore di trasporto è la Società Gasdotti Italia Spa, che gestisce alcune reti regionali¹⁶.

L'attività del trasporto è normata da codici di rete predisposti dalle imprese di trasporto e approvati dal Regolatore. I codici di rete per il trasporto sono in vigore dall'1 ottobre 2003.

La proprietà della rete di distribuzione, nonostante il rilevante processo di concentrazione avvenuto nel corso di questi ultimi anni, rimane frammentata tra circa 430 distributori. Il gruppo Eni controlla attraverso Italgas una quota pari a circa il 30% del mercato.

Nel giugno 2006 l'Autorità ha approvato il Codice di rete tipo della distribuzione, contenente le regole per l'accesso e per l'erogazione del servizio di distribuzione del gas. Il Codice di rete tipo è un atto di fondamentale importanza per lo sviluppo del mercato del gas in quanto è lo strumento contrattuale con cui vengono regolati e chiariti i rapporti tra le imprese che gestiscono gli impianti di distribuzione e le imprese di vendita e i grossisti che utilizzano l'impianto medesimo. Grazie ad esso le imprese di distribuzione possono offrire in maniera neutrale e non discriminatoria il servizio di distribuzione alle imprese di vendita e ai grossisti. Accanto al servizio principale (costituito dalla presa in consegna del gas che l'utente ha titolo ad immettere nell'impianto di distribuzione, e dal suo trasporto ai punti di riconsegna presso i quali viene richiesto l'accesso), nel Codice di rete tipo vengono disciplinate anche le prestazioni richieste dalle imprese di vendita in ragione di proprie specifiche esigenze, quali le prestazioni accessorie e opzionali.

Tavola 4.2 Regolazione delle società di trasporto e distribuzione

	Numero di società regolate	Tariffe di rete stimate ^(A) Euro/m ³		
		I4 (418600 GJ)	I1 (418,6 GJ)	D3 (83,7GJ)
Trasmissione	2	0,0172 ^(A)	0,0257002 ^(B)	0,0280 ^(C)
Distribuzione (D)	430	-	0,0563	0,0816

(A) Riferito a un trasporto di gas da punto di entrata con *load factor* pari a 0,9 e *load factor* in uscita e riconsegna pari a 0,7, distanza percorsa sulla rete regionale pari a 12 km.

(B) Riferito a un trasporto di gas da punto di entrata con *load factor* pari a 0,9 e *load factor* in uscita e riconsegna pari a 0,31, distanza percorsa sulla rete regionale pari a 12 km.

(C) Riferito a un trasporto di gas da punto di entrata con *load factor* pari a 0,9 e *load factor* in uscita e riconsegna pari a 0,27, distanza percorsa sulla rete regionale pari a 12 km.

(D) PCS medio=38,73.

Tariffe di trasporto

I criteri relativi al sistema tariffario del secondo periodo di regolazione, di durata quadriennale (dal 1.10.2005 al 30.9.2009), sono stati definiti nel luglio 2005 dalla delibera n. 166/05.

Con riferimento alla struttura della tariffa di trasporto l'Autorità ha disposto:

¹⁶ Vi sono poi attualmente tre operatori minori (Retragas Srl, Comunità Montana Valtellina di Sondrio, Netenergy Service Srl) che possiedono piccoli tratti di rete regionale.

- la ripartizione iniziale dei ricavi tra le componenti *capacity* e *commodity* nel rapporto rispettivamente pari a 70% e 30% e l'eliminazione della componente fissa che nel precedente periodo regolatorio era pari al 3%.
- la conferma del modello tariffario *entry-exit* per la determinazione dei corrispettivi di capacità sulla rete nazionale, al quale sono state apportate alcune modifiche quali l'individuazione di corrispettivi specifici per i punti di esportazione e la valorizzazione dei costi di trasporto in controflusso in misura pari al 14% dei costi di trasporto in flusso;
- la previsione di un servizio di trasporto di tipo interrompibile nei punti di entrata della rete nazionale di gasdotti tale da incentivare l'utilizzo di contratti di interrompibilità da parte delle grandi utenze, al fine di incrementare la flessibilità del sistema e la sua sicurezza nei casi di emergenza climatica;
- la definizione di corrispettivi specifici di uscita per il transito di gas sulla rete nazionale di gasdotti, confermando in tali casi l'applicazione di corrispettivi variabili ridotti;
- la definizione, a partire dall'anno termico 2006-2007 di un corrispettivo per il servizio di misura, in sostituzione del corrispettivo fisso introdotto nel primo periodo di regolazione, al fine di rimuovere limitazioni allo sviluppo della concorrenza nel mercato della vendita a clienti finali; nel primo anno di applicazione della nuova disciplina il valore del corrispettivo di misura è stato posto pari a zero;
- la definizione, a partire dall'anno termico 2006-2007, di una tariffa regionale unica a livello nazionale, sia al fine di attenuare le penalizzazioni delle aree con minori dotazioni infrastrutturali, sia per evitare che gli utenti del servizio incorrano nel cosiddetto fenomeno del *pancaking*, ovvero sia nel pagamento di più corrispettivi di trasporto nel caso in cui si debba richiedere il servizio di trasporto a più operatori di trasporto regionale;
- la conferma della possibilità di ottenere riduzioni tariffarie nei casi di avviamento e nei casi di prelievi concentrati nei periodi fuori punta, introdotte nel primo periodo di regolazione con le delibere 5 agosto 2004, n. 144, 18 gennaio 2005, n. 5 e 18 gennaio 2005, n. 6.

Per la determinazione dei livelli tariffari l'Autorità ha disposto:

- la riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito, reale pre-tasse, dal 7,94% del primo periodo di regolazione al 6,7%, in linea con i tassi adottati con gli altri servizi a rete nazionali ed europei;
- l'applicazione del criterio del *profit sharing* per la determinazione dei costi operativi riconosciuti, riconoscendo alle imprese la metà degli ulteriori recuperi di produttività realizzati in eccesso rispetto a quelli prefissati ai sensi della delibera 30 maggio 2001, n. 120, tenuto anche conto dei costi operativi riconosciuti per i nuovi investimenti effettuati nel primo periodo di regolazione;
- l'incentivazione dello sviluppo delle infrastrutture di trasporto nazionali e di quelle di interconnessione con l'estero per migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti e per creare le condizioni affinché in l'Italia diventi un *hub* di rilevanza europea. L'incentivazione, variabile in funzione della tipologia di investimento, si ottiene

mediante il riconoscimento di ricavi addizionali sui nuovi investimenti realizzati in misura pari ad un incremento del tasso di remunerazione e all'ammortamento relativo; l'incentivo è garantito per una durata superiore al periodo regolazione e tali ricavi sono comunque garantiti indipendentemente dai volumi trasportati;

- il riconoscimento di costi operativi incrementali relativamente agli investimenti diretti in nuove infrastrutture di interconnessione o finalizzati a rendere operative nuove infrastrutture di importazione ed esportazione, nel caso in cui sia compromesso l'equilibrio economico e finanziario della società di trasporto;
- la revisione del meccanismo di conguaglio mediante la ripartizione dell'ammontare su più anni termici nel caso in cui vengano calcolati fattori correttivi superiori ad una determinata soglia dei ricavi di riferimento, in modo da garantire una maggiore stabilità tariffaria durante il periodo di regolazione;
- l'applicazione del recupero di produttività (*price cap*), nell'aggiornamento annuale delle tariffe, alle componenti del vincolo relative ai costi operativi e alla quota ammortamento e non più sul totale del vincolo, come avveniva per il primo periodo di regolazione; la nuova disciplina prevede infatti che la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto è aggiornata ogni anno mediante il ricalcolo secondo il metodo del costo storico rivalutato, tenendo conto degli ammortamenti. Per il secondo periodo di regolazione l'obiettivo di produttività assegnato alla componente *capacity* è rimasto invariato al 2%, mentre per la componente *commodity* è stato ridotto al 3,5% (nel primo periodo era 4,5%).

Le tariffe di trasporto vengono definite annualmente dalle imprese sulla base dei criteri tariffari individuati all'inizio del periodo regolatorio dall'Autorità. Le tariffe entrano in vigore solo se approvate dal Regolatore che ne verifica la congruità con i criteri in vigore.

I valori dei corrispettivi di trasporto per l'anno termico 2005-2006 sono stati approvati definitivamente dall'Autorità con la delibera n. 204/05. Il provvedimento ha comportato, a volumi costanti di gas trasportato, una riduzione dei ricavi pari al 3,9% in termini nominali e al 5,9% in termini reali, considerando un'inflazione pari al 2%.

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.

Con le delibere n. 170/04 relativamente al gas naturale e n. 173/04 relativamente agli altri tipi di gas, l'Autorità ha individuato i criteri per il nuovo periodo regolatorio che va dal 1 ottobre 2004 al 30 settembre 2008. A seguito di un contenzioso aperto dalle imprese distributrici su tali criteri, nel corso del 2005, l'Autorità, in parziale ottemperanza di quanto disposto da una sentenza del TAR Lombardia, ha avviato un procedimento per apportare modifiche e integrazioni ai criteri di calcolo delle tariffe di distribuzione del gas naturale e degli altri tipi di gas e, in particolare, alle modalità di riconoscimento dei nuovi investimenti effettuati dalle imprese di distribuzione successivamente a quelli considerati

per l'approvazione del vincolo dei ricavi relativo all'anno termico 2003-2004,. In esito a tale procedimento, sono state adottate le delibere n. 122/05 e n.128/05 che, apportando modifiche e integrazioni alle delibere n. 170/04 e n. 173/04, hanno previsto un nuovo invio delle proposte tariffarie per l'anno termico 2004-2005 da parte delle imprese di distribuzione.

Alla presentazione delle proposte è seguita la fase di controllo da parte degli uffici che ha consentito di procedere alla approvazione delle proposte formulate da 332 esercenti l'attività di distribuzione di gas naturale. Inoltre, a completamento del quadro regolatorio è stato avviato un procedimento volto alla determinazione delle tariffe di distribuzione del gas naturale per l'anno termico 2004-2005 di 47 esercenti che avevano omesso la presentazione delle proposte, formulate in accordo alla normativa modificata, nei termini previsti. Le procedure per l'approvazione delle tariffe di distribuzione e fornitura di gas diversi da gas naturale per gli anni termici 2004-2005 e 2005-2006, nonché quelle per la distribuzione di gas naturale per l'anno termico 2005-2006, risentono ancora della situazione del contenzioso amministrativo. In entrambi i casi si è in attesa del pronunciamento del Consiglio di Stato relativamente ai valori del recupero di produttività da adottare per il calcolo del relativo vincolo sui ricavi.

In attesa della decisione del Consiglio di Stato, l'Autorità ha disposto la proroga della validità delle tariffe di distribuzione per l'anno termico 2004-2005. Più precisamente, l'Autorità ha disposto l'applicazione delle suddette tariffe salvo successivo conguaglio al fine di assicurare certezza ai consumatori finali e di tutelarli dagli effetti negativi che verrebbero a prodursi in seguito dell'applicazione dell'attuale disciplina di aggiornamento delle tariffe di distribuzione del gas naturale, in carenza della disciplina del recupero di produttività, nonché da possibili abusi cui l'assenza di tariffe validamente approvate dall'Autorità li espone.

Tariffe di stoccaggio

Concluso il primo periodo di regolazione dello stoccaggio. Il 3 marzo 2006, con la delibera n. 50/06, l'Autorità ha definito i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione (1 aprile 2006 - 31 marzo 2010).

Il provvedimento si è posto come obiettivo generale quello di favorire la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio, soprattutto di capacità di punta di erogazione, per garantire la sicurezza del sistema nazionale del gas e per sviluppare un sistema di stoccaggio, sia fisico sia virtuale, a supporto di una funzione di hub del territorio italiano per il resto del continente europeo.

Al fine di promuovere il potenziamento e lo sviluppo dei nuovi giacimenti e delle infrastrutture esistenti meno efficienti è stata prevista una tariffa unica nazionale. Per garantire, comunque, ad ogni impresa il recupero dei ricavi di propria competenza è stato introdotto un sistema di perequazione per la cui gestione l'Autorità si avvale della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico. È stato inoltre introdotto, a copertura degli eventuali squilibri del sistema di perequazione, un corrispettivo variabile addizionale applicato all'energia movimentata.

Altro elemento caratterizzante la nuova disciplina è l'introduzione di un apposito corrispettivo per il servizio di disponibilità di punta in fase di iniezione e la

differenziazione tra i corrispettivi nelle fasi di iniezione ed erogazione, al fine di stimolare un corretto utilizzo delle disponibilità di stoccaggio da parte degli utenti, nonché di preservare le prestazioni del sistema al termine di queste fasi.

Infine sono state introdotte le tariffe per i cosiddetti servizi "speciali" quali, ad esempio, il prelievo in controflusso e il parking, che precedentemente venivano garantiti dalle imprese di stoccaggio a condizioni negoziate tra le parti. L'Autorità, tenuto conto delle difficoltà di enucleazione dei costi di erogazione dei diversi servizi speciali rispetto ai costi dei servizi di base, ha ritenuto opportuno determinare le tariffe di stoccaggio con riferimento alla complessità dei costi sostenuti per l'erogazione dei possibili servizi offerti siano essi di base o "speciali".

Per la determinazione dei livelli tariffari sono stati sostanzialmente confermati i meccanismi già in vigore nel primo periodo regolatorio, ed è stato definito un tasso di remunerazione del capitale investito pari al 7,1% reale pre-tasse. Rispetto al primo periodo regolatorio, nella determinazione dell'attivo immobilizzato, sono state utilizzate categorie di cespiti e durate convenzionali leggermente modificate, allo scopo di una migliore allocazione dei costi alle diverse categorie.

I costi operativi riconosciuti vengono determinati con riferimento alle spese ricorrenti effettivamente sostenute nell'esercizio 2005, al netto degli oneri relativi ai consumi tecnici delle centrali di compressione e trattamento, allocati direttamente agli utenti del sistema dello stoccaggio. Si è inoltre previsto che nel terzo periodo di regolazione venga applicato, nella determinazione dei costi operativi stessi, il criterio del *profit sharing*.

I nuovi investimenti vengono incentivati prevedendo il riconoscimento di un tasso di remunerazione maggiorato rispetto a quello riconosciuto sul capitale esistente al termine dell'esercizio 2005 e per una durata superiore al periodo di regolazione. Sia l'incremento del tasso di remunerazione sia la durata sono differenziati in funzione delle diverse tipologie di investimento.

Con riguardo alla struttura della tariffa di stoccaggio, è stata sostanzialmente confermata una tariffa multiparte, combinazione lineare dei corrispettivi unitari per le grandezze che quantificano la prestazione di stoccaggio. Nella formulazione più generale, la tariffa è calcolata in funzione: delle capacità (di spazio, di iniezione e di erogazione) conferite all'utente; dell'energia associata al gas movimentato in erogazione e in immissione e dell'energia associata ai quantitativi di gas detenuti ai fini dello stoccaggio strategico. L'impresa di stoccaggio, nel solo caso di movimentazione fisica del gas dal sistema, attribuisce agli utenti del servizio, proporzionalmente ai quantitativi allocati, la quota percentuale degli oneri a copertura dei consumi tecnici delle centrali di compressione e di trattamento.

La struttura tariffaria viene aggiornata annualmente applicando il recupero di produttività (*price cap*, pari all'1,5% per la componente *capacity* e al 2% per la componente *commodity*, si veda la tavola 6.1) al corrispettivo unitario variabile ed alla quota ammortamento mentre la quota parte dei ricavi garantiti riconducibili alla remunerazione del capitale investito netto è sottoposta ad un aggiornamento mediante ricalcolo annuale del costo storico rivalutato del capitale investito netto tenuto conto degli ammortamenti.

Tav. 4.3 Corrispettivi unici nazionali di stoccaggio facenti parte della tariffa

CORRISPETTIVI	VALORE
corrispettivo unitario di spazio f_S	0,155673 (€/GJ/anno)
corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	9,503475 (€/GJ/giorno)
corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	11,295975 (€/GJ/ giorno)
corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	0,102119 (€/GJ)
corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	0,156773 (€/GJ/anno)

Ai sensi della delibera n. 50/06 le imprese di stoccaggio hanno trasmesso all'Autorità i dati necessari alla verifica dei corrispettivi d'impresa relativi all'anno termico 2006-2007. In esito alla verifica delle informazioni pervenute, l'Autorità ha approvato (delibera n. 56/06) i corrispettivi d'impresa e ha determinato i corrispettivi unici nazionali per l'anno termico 2006-2007 (tavola 4.3).

La regolazione della qualità del servizio di trasporto e distribuzione

In tema di regolazione della qualità dei servizi la novità del 2005 riguarda l'introduzione (delibera n. 243/05) di un sistema di incentivi per i recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione di gas naturale che premia i comportamenti virtuosi di chi eroga un servizio caratterizzato da livelli di sicurezza maggiori rispetto a quelli minimi definiti dalla delibera n. 168/04.

La disciplina della sicurezza della distribuzione di gas, che aveva finora operato prevalentemente attraverso la definizione di obblighi di sicurezza, ha assicurato standard minimi adeguati con situazioni tuttavia disomogenee in Italia tra distributore e distributore e tra impianto e impianto di distribuzione. Per evitare che un sistema di soli obblighi conducesse in futuro a ripiegamenti dei livelli di sicurezza verso i minimi obbligatori, l'Autorità ha deciso di stimolare i distributori a incrementare i propri livelli di sicurezza degli impianti di distribuzione, così da ottenere anche un più generale allineamento agli standard di eccellenza già raggiunti in alcune zone del paese.

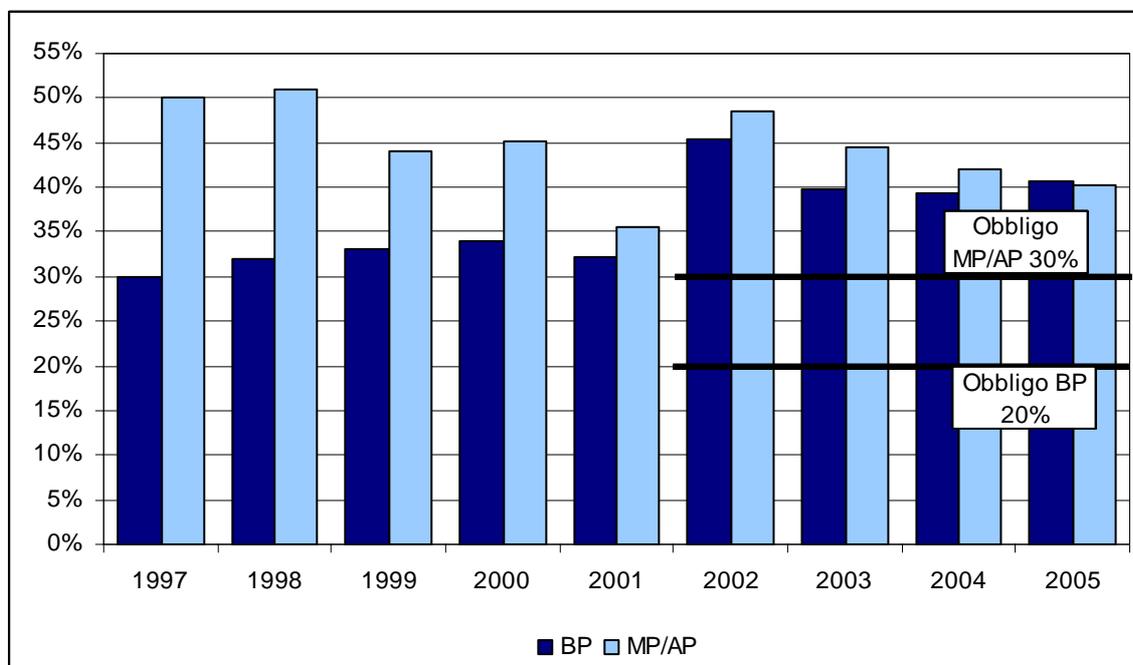
Il nuovo sistema di incentivi premia la riduzione delle dispersioni di gas, il maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas e la riduzione degli incidenti da gas sugli impianti di distribuzione e prevede, per il periodo 2006-2008, un accesso volontario da parte dei distributori; dal 2009 il sistema diventerà gradualmente obbligatorio e prevederà, in aggiunta agli incentivi, penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio predefinito.

Il sistema di incentivi prevede due componenti: la prima correlata all'odorizzazione (vengono premiati i controlli del grado di odorizzazione oltre il numero minimo annuo fissato dall'Autorità) e la seconda correlata alle dispersioni (viene premiata la riduzione delle dispersioni localizzate a seguito di segnalazione di terzi). Per la componente relativa alle dispersioni di gas, è stato definito per ogni impianto un tasso di miglioramento annuo, rispetto al livello di partenza medio del biennio 2003-2004, oltre il quale riconoscere il premio.

Ai fini del riconoscimento degli incentivi, gli impianti di distribuzione sono suddivisi in base al grado di concentrazione dei clienti finali allacciati alla rete. Per ognuna delle tre tipologie (ad alta, media e bassa concentrazione) e con riferimento alla componente degli incentivi relativa alle dispersioni, sono stati definiti livelli "obiettivo" da raggiungere entro il 2016, e "di riferimento" (o di eccellenza) oltre i quali non vengono riconosciuti premi. Tali livelli obiettivo e di riferimento verranno verificati ed eventualmente ridefiniti alla fine del triennio 2006-2008, in base ai miglioramenti effettivamente conseguiti. Nel caso in cui su un impianto di distribuzione si verifichi un incidente causato dal gas, imputabile alla responsabilità del distributore, quest'ultimo subirà una penalizzazione pari al premio spettante per l'impianto coinvolto. Il provvedimento fissa comunque un tetto al riconoscimento degli incentivi, pari al 2% del vincolo dei ricavi di distribuzione approvato dall'Autorità.

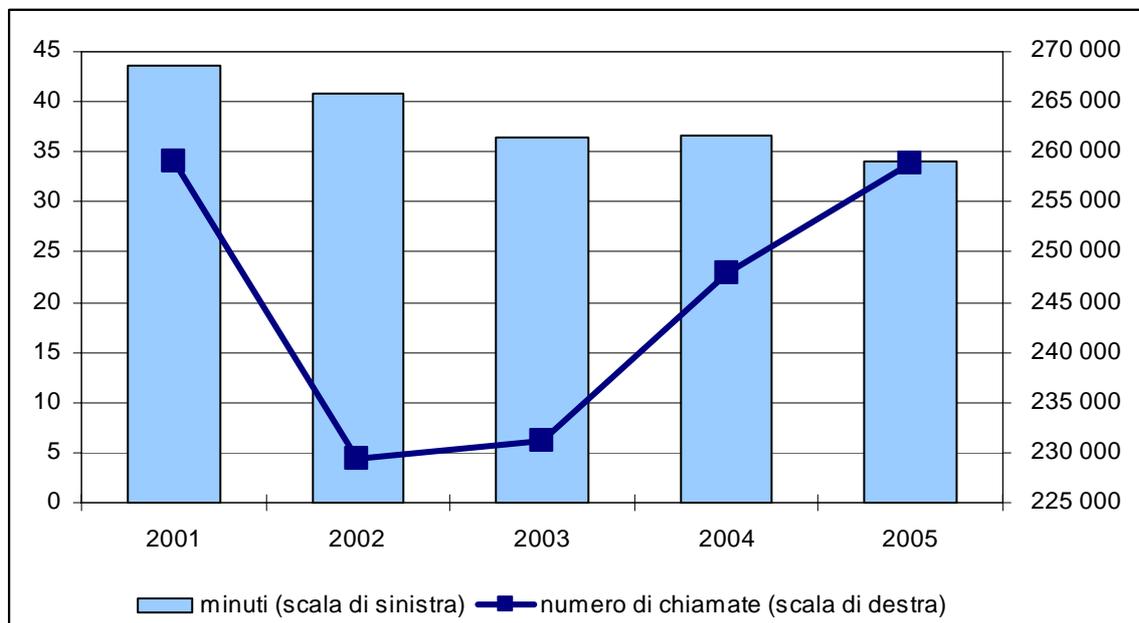
I principali dati sull'evoluzione della sicurezza del servizio di distribuzione del gas sono illustrati nella figura 4.1 che mostra la percentuale di rete ispezionata dal 1997 al 2005; nella successiva figura 4.2 che illustra il numero delle chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione e il tempo medio effettivo di risposta (in minuti) dal 2001 al 2005; nonché nella tavola 4.4 che indica il numero delle dispersioni localizzate nel 2005.

Fig. 4.1 Percentuale di rete ispezionata negli anni 1997-2005



Fonte : Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Fig. 4.2 Chiamate di pronto intervento su impianto di distribuzione
Anni 2001-2005; tempo medio effettivo (in minuti) e numero di chiamate



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Tav. 4.4 Numero di dispersioni localizzate nel 2005

LOCALIZZAZIONE	A SEGUITO DI ISPEZIONI PROGRAMMATE	A SEGUITO DI SEGNALAZIONI DI TERZI	TOTALE
Su rete	5.300	7.300	12.600
Su impianto di derivazione di utenza parte interrata	1.572	9.811	11.383
Su impianto di derivazione di utenza su parte aerea	3.370	42.362	45.732
Su gruppo di misura	666	60.707	61.373
TOTALE	10.908	120.180	131.088

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Circa la regolazione della qualità commerciale del servizio di distribuzione e vendita del gas occorre ricordare che essa è stata introdotta in Italia nel 2001, rivista nel 2004 e ulteriormente modificata e consolidata nel 2005 (delibera n. 158/05). Nel luglio dello scorso anno, infatti, al fine di rafforzare la tutela del cliente finale, l'Autorità ha introdotto nuovi obblighi di tempestività per i venditori di gas, interlocutori diretti dei clienti finali, per la trasmissione delle richieste di prestazioni di competenza dei distributori, quali ad esempio le richieste di allaccio e di preventivazione. A partire dall'1 gennaio 2006 tali

richieste devono essere trasmesse al distributore entro tre giorni lavorativi e i venditori, oltre a registrare i tempi di ricevimento e di trasmissione, devono fornire al cliente finale un codice di identificazione della richiesta di prestazione presentata.

Per quanto concerne la qualità del servizio di trasporto del gas, è da segnalare che nel 2005 il Ministero delle attività produttive ha previsto che le imprese di trasporto regionale debbano garantire i livelli e gli standard qualitativi e di sicurezza del trasporto a tutela dei clienti direttamente allacciati alle reti di trasporto.

Sebbene avesse già regolato alcuni aspetti relativi alla qualità del servizio di trasporto offerto da Snam Rete Gas e da Società Gasdotti Italia nell'ambito dell'approvazione dei rispettivi codici di trasporto, l'Autorità ha ritenuto necessario introdurre una più puntuale regolazione della qualità del servizio di trasporto mediante un approccio generale ed indipendente dal soggetto che esercita l'attività di trasporto del gas naturale. Perciò, con la delibera n. 15/06, è stato avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di qualità del servizio di trasporto del gas naturale con i quali regolare aspetti generali in tema di qualità del servizio di trasporto del gas naturale tra i quali almeno la sicurezza, la continuità e la qualità commerciale, in coerenza con quanto già definito in precedenti provvedimenti.

Bilanciamento

Per quanto riguarda il bilanciamento non vi sono state significative modificazioni introdotte dal luglio 2005. L'unica eccezione riguarda le novità introdotte in occasione della definizione della nuova tariffa di stoccaggio.

Per garantire il bilanciamento operativo della rete e per la fornitura della modulazione oraria, è stato disposto che l'impresa di trasporto stipuli con l'impresa di stoccaggio un contratto per l'utilizzo dei servizi di stoccaggio. Le tariffe regolate che l'impresa di stoccaggio fattura sia per la vendita dei servizi di base, che per la vendita dei servizi speciali, determinano il costo riconosciuto nella tariffa di trasporto (ricavo da bilanciamento).

Fino al marzo 2006 il corrispettivo riconosciuto all'impresa di stoccaggio per l'acquisto di servizi speciali era invece negoziato tra le parti.

4.1.4 Regolamentazione dell'*unbundling*

A decorrere dal 1 gennaio 2002, l'attività di trasporto è oggetto di separazione societaria da tutte le altre attività del settore gas, ad 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 ad eccezione del trasporto. L'attività di distribuzione è oggetto di separazione societaria da tutte le attività del settore gas (tavola 4.5).

Tavola 4.5 Attuale disciplina dell'*unbundling* in Italia per il settore gas

	Separazione contabile	Separazione gestionale/amministrativa	Separazione societaria	Separazione proprietaria
DSO < 100.000 clienti	Obbligatoria	Parzialmente disciplinata	Obbligatoria (deroga fino al 1° gennaio 2003)	Facoltativa
DSO > 100.000 clienti	Obbligatoria	Parzialmente disciplinata	Obbligatoria	Facoltativa
TSO	Obbligatoria	Parzialmente disciplinata	Obbligatoria	Facoltativa

In Italia il principale operatore di trasporto, Snam Rete Gas è controllato al 50,01% dall'*incumbent* Eni. Tale situazione è destinata a mutare nel 2007 poiché, in base a quanto disposto dalla legge n. 290/03, dal 1 luglio del prossimo anno nessuna società operante nel settore del gas naturale potrà detenere una quota superiore al 20% in società proprietarie di reti di trasporto.

La seconda società di trasporto Società Gasdotti Italia S.p.A. è di proprietà del fondo di *private equity* Clessidra Capital Partners che l'ha acquisita nel 2004 dalla società Edison T&S.

La Retragas SpA impresa di trasporto costituita per la gestione di reti regionali di trasporto interconnesse con Snam Rete Gas è stata fondata ed è controllata dalla società di distribuzione Asm Brescia SpA La Netenergy Service Srl, di proprietà del Consorzio di Sviluppo Industriale della Valle del Biferno, gestisce una piccola rete di trasporto del gas naturale nel Molise.

Come si è accennato più sopra la distribuzione, nonostante il rilevante processo di concentrazione avvenuto nel corso di questi ultimi anni, rimane frammentata tra circa 430 distributori. Di questi il 79% circa distribuiscono solo gas naturale; i rimanenti distribuiscono gas naturale insieme ad altri tipi di gas, o anche solo altri tipi di gas (come il GPL).

All'inizio di ogni anno l'Autorità svolge un'ampia indagine sui mercati dell'energia elettrica e del gas. I distributori che hanno risposto all'indagine sul mercato del gas nel 2005 sono 299 (280 distributori di gas naturale - con o senza altri tipi di gas - e 19 distributori di altri gas).

Dei 280 distributori di gas naturale che hanno risposto all'indagine, sono 198 quelli che risultano separati societariamente, nel senso che fanno parte di un gruppo societario all'interno del quale c'è almeno un'altra società che svolge l'attività di vendita.

I distributori che hanno meno di 100000 clienti finali, intesi come punti di fornitura, sono 272 su 299, pari quindi al 91%: com'è noto la distribuzione italiana è fortemente frammentata e svolta da piccole imprese locali.

Circa la proprietà degli *asset*, sempre utilizzando le risposte all'indagine dell'Autorità sul 2005, i risultati sono riassunti nella tavola 4.6. Essa mostra come, nella maggior parte dei casi, i distributori possiedono completamente le infrastrutture che gestiscono. Molto meno frequentemente i distributori operano su reti che non possiedono, mentre appaiono ancor

più rari i casi in cui i distributori gestiscono reti o cabine o gruppi di riduzione che possiedono in comproprietà con altri.

Tavola 4.6 Proprietà degli asset gestiti dai distributori di gas naturale

DISTRIBUTORI	RETE	CABINE	GRUPPI DI RIDUZIONE FINALE
Non possiedono l'infrastruttura che gestiscono	47	69	57
Possiedono meno del 50% dell'infrastruttura che gestiscono	23	8	18
Possiedono il 100% dell'infrastruttura che gestiscono	118	111	113
Non rispondenti	10	10	10
TOTALE	198	198	198

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Conformemente alla legge di liberalizzazione del settore gas, sin dal 2001 (delibera n. 311/01), il regolatore italiano ha imposto le regole per la separazione contabile e amministrativa delle imprese che operano nel settore gas. Tali disposizioni si applicano a decorrere dal 1 luglio 2003. Conseguentemente, le società di trasporto e distribuzione predispongono lo stato patrimoniale e il conto economico ripartito per attività nonché i conti annuali separati che presentano un maggior grado di disaggregazione, riservati esclusivamente all'Autorità. Tali conti sono redatti secondo linee guida fissate dal regolatore stesso che ha individuato con esattezza i comparti in cui va suddivisa ogni attività, i criteri di ripartizione dei costi e dei ricavi comuni, i criteri per la ripartizione dei proventi finanziari e delle imposte dirette. Infine, la delibera relativa all'*unbundling* ha disposto che nei conti separati siano evidenziate le transazioni tra soggetti giuridici appartenenti al medesimo gruppo e ha previsto la redazione del bilancio consolidato "unbundlizzato". Nel caso in cui i soggetti interessati non rispettino le disposizioni regolatorie, l'Autorità può irrogare sanzioni amministrative pecuniarie.

I rendiconti annuali separati, sia quelli pubblici che quelli riservati all'Autorità, sono soggetti a revisione contabile e certificazione da parte di un revisore qualificato che ne accerta la conformità con la normativa civile e commerciale e con le disposizioni regolatorie come riportato nella tavola 4.7.

Tavola 4.7 Informazioni di sintesi relative all'Unbundling Gas

	Trasmissione	Distribuzione
Sedi separate (S/N)	S	N
Presentazione societaria separata (S/N)	S	N
<i>Unbundling</i> dei rendiconti contabili e delle <i>guidelines</i> (S/N)	S	S
<i>Audit</i> dei rendiconti unbundlizzati (S/N)	S	S
Pubblicazione dei rendiconti unbundlizzati (S/N)	N	N
Consiglio di amministrazione separato (vi sono membri che fanno parte anche del consiglio di società collegate) (S/N)	S	N

La normativa italiana non prevede la figura del “*compliance officer*”.

Dopo il primo periodo di applicazione della delibera n. 311/01 l’Autorità ha avviato un processo di revisione delle direttive relative alla separazione contabile. Nell’ambito di tale processo nel marzo 2006 è stato posto in consultazione un documento in cui l’Autorità ha esposto le proprie proposte. Una sintesi del documento, che riguarda anche il settore dell’energia elettrica, è stata esposta nel capitolo precedente, al quale si rimanda.

4.2 Concorrenza

4.2.1 Descrizione del mercato all’ingrosso

Nel 2005 sono stati complessivamente consumati 86,2 G(m³) di gas naturale¹⁷ di cui il 14% è gas prodotto sul territorio nazionale. La produzione nazionale di gas naturale nell’ultimo anno, infatti, è stata di 12,0 G(m³), mostrando un decremento del 7,6% al rispetto al 2004; tale segmento di mercato è dominato da Eni che possiede la quota maggioritaria di gas naturale prodotto, pari all’84%.

L’Italia è, del resto, paese nettamente importatore di gas con le importazioni che nel 2005 sono aumentate dell’8% (73,5 G(m³)) rispetto all’anno precedente, arrivando a coprire l’85% dei consumi (la capacità di importazione conferita relativamente all’anno termico 2005 - 2006 è stata di 89,7 G(m³)).

Tavola 4.8 Sviluppo del mercato all’ingrosso

	Domanda Totale ⁽²⁾ (G(m ³))	Domanda di punta ⁽³⁾ (M(m ³)/giorno)	Produzione (G(m ³))	Capacità di importazione ⁽¹⁾ (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	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	90,9	0,5	73,5	16,9	3	3	68,0%

(1) Stime provvisorie per l’anno 2005.

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

(3) Picco di immissione nell’anno solare 2004 raggiunto il giorno 26 gennaio, nell’anno solare 2005 raggiunto il 19 dicembre; il volume indicato comprende le immissioni, le erogazioni da stoccaggio, le perdite e i consumi interni di rete.

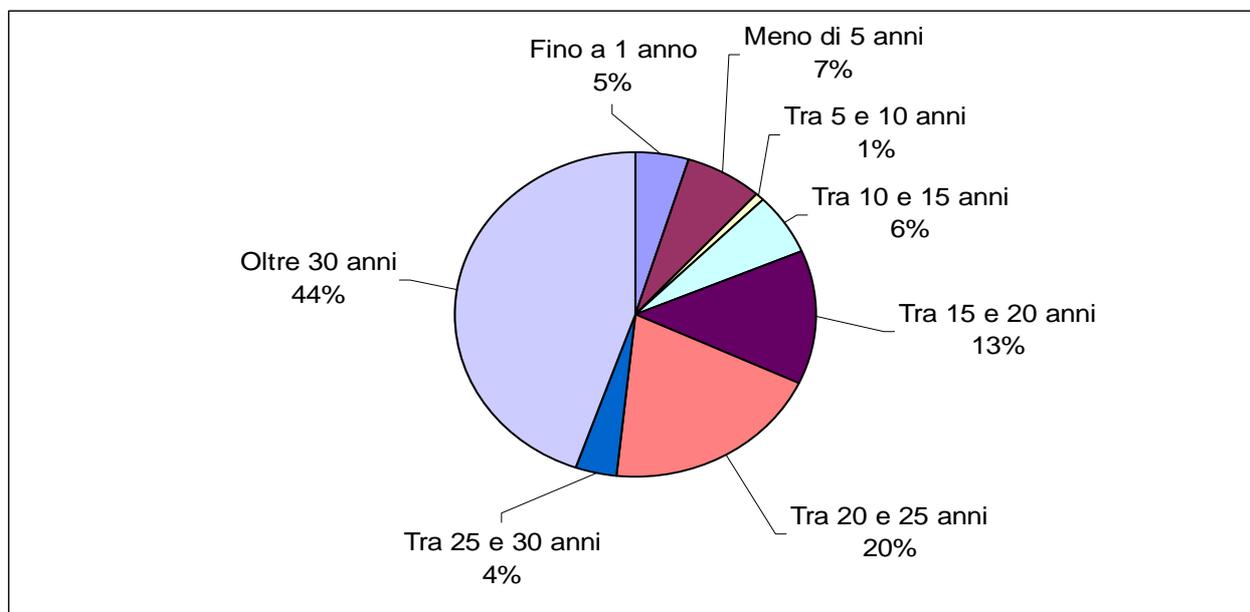
¹⁷ Mediamente il potere calorifico del gas naturale in Italia è pari a 38,1 MJ/m³.

Gli operatori (gruppi¹⁸ compresi) che hanno una quota superiore al 5% rispetto al gas complessivamente approvvigionato sono Eni, Enel ed Edison che coprono l'86,8% del totale; gli altri operatori possiedono quote di gas importato e/o prodotto che partono dal 3,5%.

L'approvvigionamento si basa prevalentemente su fonti extracomunitarie, in particolare, Algeria e Russia. Dalla prima proviene il 37% del totale importato (quasi tutto via gasdotto con ingresso al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo, mentre il 3% è gas importato via nave); il 32% delle importazioni arriva invece dalla seconda attraverso i punti di entrata di Tarvisio e Gorizia. Le importazioni dal Nord Europa, che giungono in Italia presso il punto di entrata della rete nazionale di Passo Gries, rappresentano il 23,2% del totale di cui il 10,9% arriva dai Paesi Bassi e il 7,8% dalla Norvegia. Dal punto di entrata di Gela (gas proveniente dalla Libia e da altri Paesi non facenti parte dell'Unione Europea) entra il 7,6% del totale importato. Presso il terminale di Panigaglia sono stati rigassificati il 3,4% dei volumi di importazione, compresi quelli che provengono dall'Algeria.

Tutta l'attività di approvvigionamento è effettuata in larga misura attraverso contratti pluriennali di tipo *take or pay*. Le elaborazioni effettuate sulla base delle dichiarazioni fornite dagli operatori all'Autorità evidenziano ancora la dipendenza dell'Italia da accordi contrattuali ultra decennali, primi tra tutti i contratti storici di Eni risalenti ai primi anni Ottanta e alla fine degli anni Settanta. Considerando i volumi contrattualizzati per l'anno 2005 (ACQ 2005) secondo la durata intera (figura 4.3) i contratti di durata ultra trentennale pesano per il 44% sul totale, seguiti dai contratti con una durata compresa tra 20 e 25 anni (20%) e da quelli con durata tra 15 e 20 anni (13%).

Figura 4.3 Contratti di importazione attivi nel 2005, secondo la durata intera



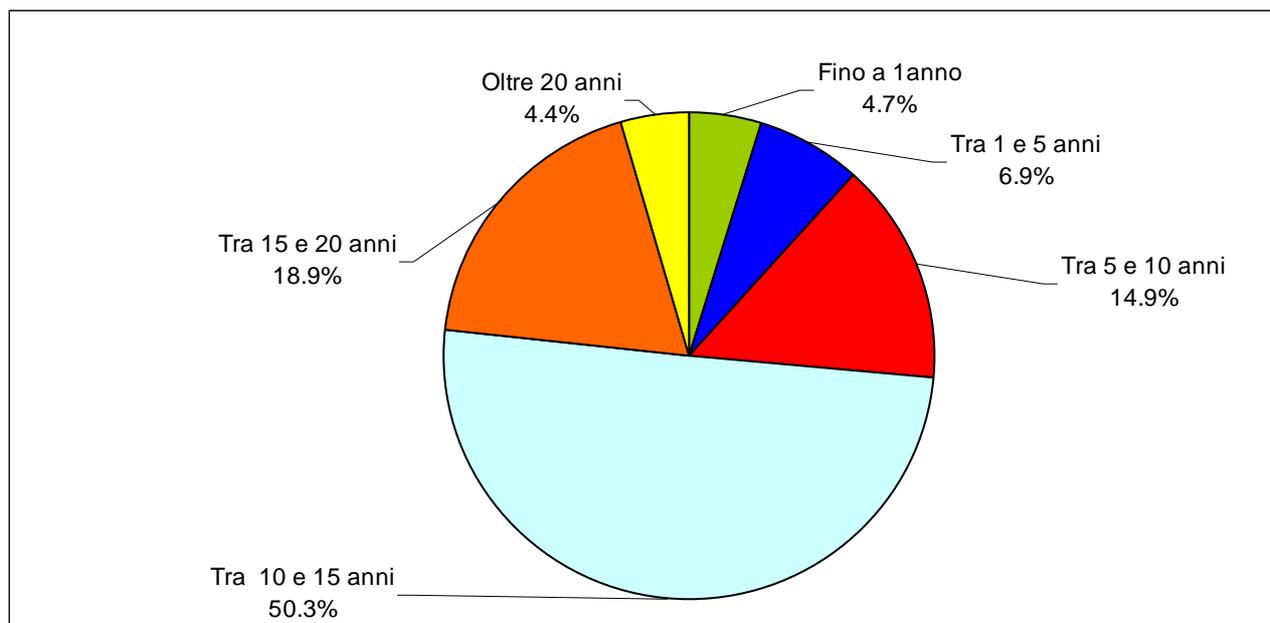
Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

¹⁸ 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.

I contratti di durata inferiore o uguale a un anno (circa 180) riguardano volumi di gas esigui e rappresentano poco meno del 5% del totale dei volumi complessivamente contrattualizzati.

Se si analizzano i medesimi contratti secondo la durata residua nel 2005 (figura 4.4) si osserva come la classe maggiormente significativa sia quella dei contratti con una durata compresa tra 10 e 15 anni (50%), seguita da quella dei contratti con una durata compresa tra 15 e 20 anni (19%).

Figura 4.4 Contratti di importazione attivi nel 2005, secondo la durata residua



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

Nel 2005 il Ministero delle Attività Produttive ha accordato in complesso ulteriori 27 autorizzazioni ad importare da paesi extraeuropei di cui 21 per importazioni inferiori ad un anno (*spot*) e 6 per importazioni pluriennali. Le comunicazioni di importazioni intracomunitarie nel 2005 sono state 45. Il numero di autorizzazioni, tuttavia, non riflette la presenza effettiva di operatori nella fase di importazione di gas naturale, ma solo l'avvenuto espletamento delle formalità amministrative preliminari allo svolgimento dell'attività di importazione, secondo le disposizioni del decreto legislativo n. 164/00; infatti, l'attività di importazione è libera per quanto riguarda il gas prodotto nei paesi dell'Unione Europea, ma soggetta ad autorizzazione ministeriale per ciò che attiene alle importazioni extracomunitarie.

Nel 2005 la domanda totale del settore gas, intesa come volumi di gas venduti sul mercato all'ingrosso e al dettaglio (incluse, quindi, le rivendite) ha raggiunto 138 G(m³), registrando un aumento dell'8,4% (tav. 4.8). Gli operatori che risultano avere una quota di tale mercato superiore al 5% sono ancora una volta i gruppi Eni, Enel ed Edison. I tre gruppi coprono complessivamente il 66,7% della domanda totale con quote, rispettivamente del 43,3%, 14,4% e 9,0%, di gran lunga superiori a quelle dei concorrenti che partono dal 2,4%.

Dagli acquisti effettuati sul mercato secondario (tavola 4.9) risulta evidente come esso stia rapidamente crescendo; gli scambi complessivamente effettuati presso il PSV hanno

riguardato 2,4 G(m³) a fronte di 4,6 G(m³) acquistati sul lato italiano presso i punti di entrata interconnessi con l'estero. Di questi circa 1,7 G(m³) sono volumi acquistati da Eni che li ha ceduti con operazioni di *gas release*.

Tavola 4.9 Mercato del gas (G(m³))

	Consumi totali ⁽¹⁾	Contrattazione mercato <i>spot</i> organizzato	Contrattazione mercato <i>forward hub</i>	Contrattazione bilaterale OTC ⁽²⁾
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

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

(2) 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)

4.2.2 Descrizione del mercato finale

Al 31 marzo 2006 le società autorizzate dal Ministero delle attività produttive¹⁹ a effettuare attività di vendita di gas erano 380. La maggior parte di queste società sono nate con la scissione del ramo di vendita delle precedenti società di distribuzione integrate. Il processo di riassetto del settore della compravendita di gas naturale con la fusione di queste società o il loro accorpamento in altre entità maggiori è tuttavia ancora in divenire. Inoltre, esistono diverse società grossiste che, non effettuando attività di vendita sul mercato finale, non sono obbligate a richiedere l'autorizzazione per la vendita al Ministero delle attività produttive, ai sensi dell'art. 17 del decreto legislativo n. 164/00.

I soggetti operanti nel settore della vendita che hanno risposto all'indagine sul mercato del gas nel 2005, condotta dall'Autorità, sono 319, di cui 259 venditori al mercato finale, 40 operatori "grossisti" che vendono il gas sia ad altri operatori, sia direttamente al mercato finale e 20 "grossisti puri" che vendono il gas solo ad altri operatori.

I venditori di gas che sono risultati soggetti indipendenti, nel senso che non fanno parte di alcun gruppo societario o fanno parte di gruppi in cui non sono presenti società che svolgono l'attività di distribuzione o trasporto, sono 123 sul totale di 319 rispondenti, pari al 39%.

La tavola 4.10 riporta i principali dati. I consumi finali di gas sono in continua crescita: nel 2005 hanno raggiunto 86,2 G(m³), registrando un aumento del 6,9% rispetto all'anno precedente.

¹⁹ Oggi Ministero dello sviluppo economico.

Tavola 4.10 Sviluppo del mercato al dettaglio

	Consumi totali (G(m ³))	N. società con quota >5% nel mercato finale	N. società indipendenti (A)	Quote di mercato delle prime tre società (%)				% Cumulata dei clienti che hanno cambiato fornitore (per volume)			
				Usi termoelettrici	Grandi imprese industriali (B)	Piccole-medie imprese industriali e commerciali (C)	Piccolissime imprese e settore domestico (D)	Usi termoelettrici	Grandi imprese industriali (B)	Piccole-medie imprese industriali e commerciali (C)	Piccolissime imprese e settore domestico (D)
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(E)		6(F)	1(G)
2005	86,2	3	123	91,2	71,1	43,1	47,3	53(E)		6(F)	1(G)

(A) Completamente indipendenti dai gestori di rete

(B) Imprese industriali

(C) Imprese commerciali e di servizi

(D) Clienti domestici

(E) Consumatore standard con un consumo annuale > 200.000 m³/anno. Dato rilevato al 1 giugno 2005.

(F) Consumatore standard con un consumo annuale 5.000-200.000 m³/anno. Dato rilevato al 1 giugno 2005.

(G) Consumatore standard con un consumo annuale < 5.000 m³/anno. Dato rilevato al 1 giugno 2005.

Nonostante il mercato si allarghi di anno in anno, esso rimane saldamente concentrato nelle mani dei tre principali gruppi: Eni (43,9%), Enel (15,4%) ed Edison (7,7%). La riduzione del grado di concentrazione del mercato è solo apparente. Nel 2004 il numero di operatori che possedeva più del 5% del mercato risultava infatti pari a 5²⁰, in quanto la società Italgas Più era distinta da Eni Gas & Power, così come Enel Trade era stata tenuta distinta da Enel Gas. Considerando i gruppi, anche lo scorso anno i soggetti che possedevano più del 5% del mercato erano cioè pari a 3.

Nel 2005 i primi tre operatori hanno coperto:

- il 91% delle vendite alla generazione elettrica (nell'ordine: Eni, Enel ed Edison);
- il 71% delle vendite a clienti industriali (nell'ordine: Eni, Enel e Gaz de France);
- il 43% delle vendite a clienti del commercio e dei servizi (nell'ordine: Eni, Enel ed Hera);
- il 47% delle vendite alle famiglie (nell'ordine: Eni, Enel e Aem Milano).

Switching

I dati sullo *switching* riportati nell'Annual Report dello scorso anno erano il risultato di una rilevazione effettuata dall'Autorità nella quale è stato chiesto ai gestori di reti di trasporto e di distribuzione di indicare il numero di consumatori che avevano cambiato fornitore tra il giugno 2000 e l'1 giugno 2005; essi sono quindi da considerarsi validi anche per l'anno 2005.

La percentuale di clienti che ha cambiato fornitore è stimabile intorno a:

²⁰ Più precisamente I soggetti erano nell'ordine: Eni - Divisione Gas & Power, Enel Trade, Italgas Più, Edison Gas, Enel Gas. Italgas Più è stata incorporata in Eni - Divisione Gas & Power l'1 gennaio 2005.

- 23% per i grandi consumatori (con consumi superiori a 200.000 m³/anno),
- 3% per i medi consumatori (con consumi tra 5000 e 200.000 m³/anno),
- 1% per i piccoli (con consumi inferiori a 5.000 m³/anno).

Occorre peraltro considerare che le percentuali si alzano sensibilmente se si fa riferimento alle relative quantità di gas consumate dai consumatori che hanno cambiato fornitore : in questo caso i dati divengono rispettivamente pari a 53%, 6%, 1%.

Prezzi medi di vendita

Dall'apertura completa del mercato del 2003 il prezzo del gas in Italia è divenuto libero. Alla luce del fatto che la liberalizzazione è avvenuta in un contesto di scarsa concorrenza effettiva, si è ritenuto tuttavia opportuno mantenere in capo agli esercenti l'attività di vendita l'obbligo di offrire le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità sia ai clienti finali che al 31 dicembre 2002 si trovavano nella condizione di cliente non idoneo, sia ai clienti idonei che a quella data non avevano esercitato la capacità di stipulare contratti liberi. Secondo quanto disposto dalla delibera n. 134/06 dal 1° ottobre 2006 le condizioni economiche di riferimento dovranno essere offerte ai soli clienti domestici. Unitamente alle condizioni definite dall'Autorità, possono naturalmente essere affiancate altre proposte formulate dai singoli venditori. Pertanto le analisi dei prezzi medi praticati sul mercato del gas in Italia possono essere condotte distinguendo i clienti tutelati, che accettano le condizioni economiche di fornitura calcolate dall'Autorità, dai clienti liberi, che pagano un prezzo liberamente contrattato con i venditori.

L'andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi, in sostanziale continua ascesa dalla primavera 2003, ha causato anche nel 2005 una marcata accelerazione del costo del gas per i consumatori italiani.

Nel 2005 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 risultato pari a 34,95 c€/m³ per i clienti nel mercato tutelato e a 22,76 c€/m³ per i clienti del mercato libero. Questo è il risultato che emerge dalle prime (e provvisorie) elaborazioni dei dati dell'indagine dell'Autorità sul settore del gas nel 2005.

Come si vede dalla tavola 4.11, i dati confermano le aspettative su andamenti e ordini di grandezza: i clienti del mercato tutelato pagano significativamente di più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti liberi.

Nelle classi soggette a tutela regolatoria il prezzo appare sostanzialmente allineato con le condizioni economiche fissate dall'Autorità (che nella media del 2005 erano pari a 34,49 c€/m³ al netto delle imposte), tuttavia i clienti più piccoli risultano pagare mediamente 36,5 c€/m³, contro i 32,02 c€/m³ dei clienti medi e i 29,39 c€/m³ dei grandi clienti grandi; il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi è dunque pari a 7,07 c€/m³. Nelle mercato libero i clienti di più piccole dimensioni risultano invece pagare 9,04 c€/m³ in più dei grandi, che ottengono il gas mediamente a un prezzo di 22,9 c€/m³.

Il confronto con gli analoghi dati del 2004 mostra una crescita del costo del gas alquanto differenziata per classi di consumo: i piccoli clienti di entrambi i mercati, tutelato e libero,

sono quelli che hanno subito gli aumenti relativamente meno rilevanti; la corsa del prezzo del greggio sembrerebbe aver pesato proporzionalmente di più sui clienti medio-grandi.

Tavola 4.11 Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (c€/m³)

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2004	2005	VAR. %
Mercato tutelato			
Consumi inferiori a 5.000 m ³	35,32	36,46	3,2
Consumi compresi tra 5 e 200.000 m ³	30,44	32,02	5,2
Consumi superiori a 200.000 m ³	27,04	29,39	8,7
MEDIA MERCATO TUTELATO	33,65	34,95	3,8
Mercato libero			
Consumi inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,94	-3,2
Consumi compresi tra 5 e 200.000 m ³	27,24	29,74	9,2
Consumi superiori a 200.000 m ³	18,46	22,90	24,0
MEDIA MERCATO LIBERO	18,76	22,76	21,3

Fonte: Elaborazioni AEEG su dichiarazioni degli operatori.

I livelli di prezzo mediamente prevalenti per le tipologie di consumatore rilevate da Eurostat sono indicati nella tavola 4.12 e risultano sostanzialmente in linea con i valori medi appena descritti.

Tavola 4.12 Ripartizione per componenti dei prezzi finali per i consumatori-tipo Eurostat (€/m³) - Anno 2005

	I4 ^(A)	I1 ^(B)	D3 ^(C)
Tariffe di rete (escluso oneri generali)	0,0172 ^(D)	0,0820 ^(D)	0,1096 ^(D)
Oneri generali inclusi nelle tariffe di rete	0	0	0
Costi della materia prima e margine di vendita	0,20221 ^(E)	0,2305 ^(E)	0,2509 ^(E)
Tasse	0,0347	0,1975	0,2348
Totale (incluse le tasse)	0,2540	0,5100	0,5953

Rilevazione per i seguenti consumatori tipo:

(A) Cliente industriale o generatore elettrico con consumi annui tra 2.000.001 e 20.000.000 (m³/anno)

(B) Cliente industriale o commerciale con consumi annui tra 5.001 e 200.000 (m³/anno)

(C) Cliente domestico con consumi tra 500 e 5.000 (m³/anno)

(D) Si veda la tavola 4.2.

(E) Include il costo dello stoccaggio.

Condizioni economiche di riferimento

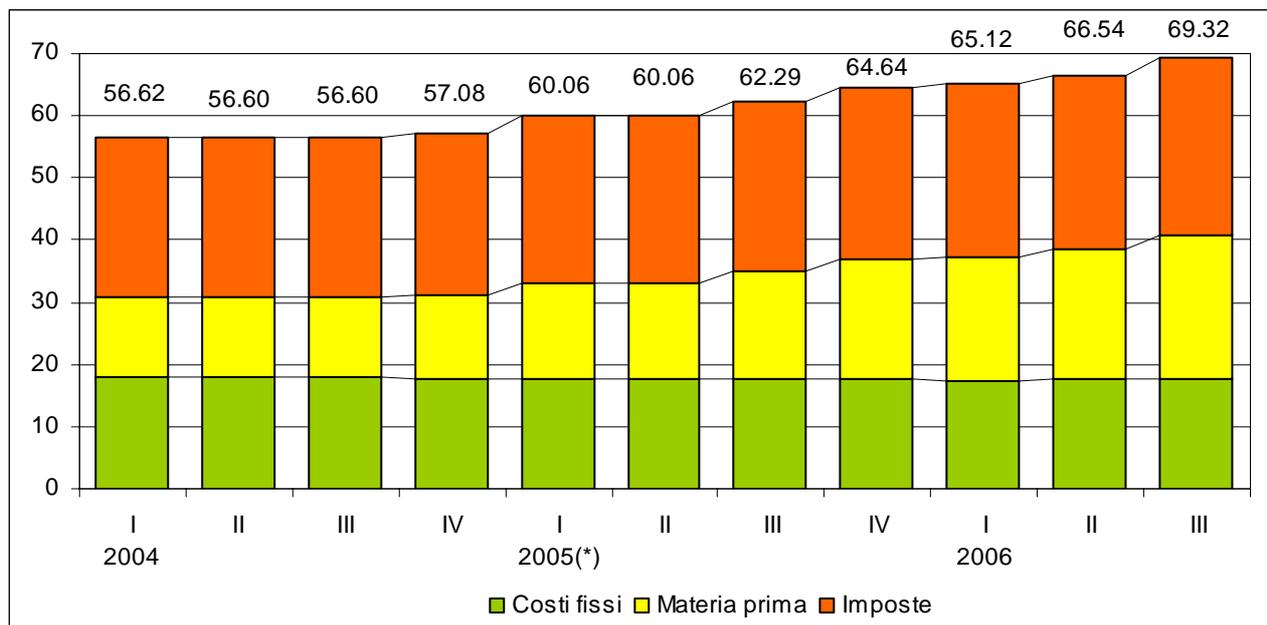
L'andamento delle condizioni economiche di fornitura pubblicate dall'Autorità con riferimento ai consumatori che utilizzano meno di 200.000 m³ all'anno è riprodotto nella figura 4.5. Si tratta del valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura, definite dalla delibera n. 138/03, che dall'1 gennaio 2004 le società di vendita devono obbligatoriamente offrire, accanto a altre eventuali condizioni specifiche (individuate da

ogni venditore), ai piccoli consumatori del commercio, dell'artigianato e alle famiglie (vale a dire ai clienti del vecchio mercato vincolato).

Nei primi tre trimestri del 2004 l'impatto dei rincari petroliferi è stato calmierato dal meccanismo di indicizzazione grazie al quale il valore della componente materia prima (la componente QE) ha mantenuto un andamento stabile o in lieve discesa. La sensibile risalita di questa componente nell'ultimo trimestre dell'anno è stata parzialmente controbilanciata sul valore della tariffa totale dalla contemporanea riduzione che si è avuta nella componente a copertura dei costi di distribuzione sulle reti locali e cittadine (inclusa nella voce dei costi fissi). Risale ad allora, infatti, il provvedimento dell'Autorità che ha definito i criteri per la formulazione delle tariffe di distribuzione del gas per il secondo periodo regolatorio, 1 ottobre 2004 - 30 settembre 2008. Per effetto dei provvedimenti, la componente della distribuzione è scesa, nella tariffa di riferimento media nazionale, da 8,04 a 7,53 c€/m³, riducendo la propria incidenza sulla tariffa finale del gas al 13,2%. Il 2005 si è poi aperto con un nuovo e sensibile incremento tariffario dovuto al costo del petrolio e all'aumento delle imposte che gravano sul gas.

Al fine di attenuare le spinte delle quotazioni petrolifere sulla tariffa complessiva, l'Autorità era intervenuta mettendo a punto, alla fine del 2004, un nuovo meccanismo di indicizzazione della componente materia prima, definito dalla delibera n. 248/04. Esso aveva permesso di contenere la risalita della componente QE nel primo trimestre dell'anno a 14,63 c€/m³ e, di conseguenza, anche la risalita della tariffa complessiva a 59,09 c€/m³. A seguito della sospensione della delibera n. 248/04 da parte del TAR, nel secondo trimestre 2005 il valore della componente materia prima è stato ricalcolato (con valore retroattivo al primo trimestre 2005) secondo il vecchio metodo di aggiornamento, quello previsto dalla delibera n. 195/02, ed è quindi salito a 15,44 c€/m³. La tariffa complessiva è passata, di conseguenza, a 60,06 c€/m³, valore a cui è rimasta invariata nel secondo trimestre dell'anno. A partire dal terzo trimestre del 2005, il perdurare della corsa delle quotazioni petrolifere internazionali ha condotto la tariffa a registrare ripetuti e consistenti aumenti a seguito dei quali ha raggiunto nel secondo trimestre 2006 il valore di 66,51 c€/m³. È opportuno sottolineare che tali aumenti sarebbero stati ancor più consistenti se l'Autorità non avesse applicato, come ha fatto a partire dal primo trimestre 2006, il meccanismo di indicizzazione della componente QE definito dalla delibera n. 248/04, il cui contenzioso legale si è parzialmente risolto a partire dalla fine dello scorso anno.

Figura 4.5 Andamento del prezzo medio nazionale di riferimento pubblicato dall'Autorità con riferimento ai piccoli consumatori che utilizzano meno di 200.000 m³ all'anno



All'1 luglio 2006 la tariffa media nazionale di riferimento risulta composta per il 59% circa da componenti a copertura dei costi e per il restante 41% dalle imposte che gravano sul settore del gas naturale (imposta di consumo, addizionale regionale e IVA).

Il costo della materia prima incide sul valore complessivo della tariffa per oltre un terzo (33,6%), i costi di commercializzazione per l'8,6% e quelli per l'uso e il mantenimento delle infrastrutture per il restante 16,7%. Nell'ambito dei costi per le infrastrutture la componente più rilevante è quella necessaria a coprire la distribuzione, la componente Cd incide infatti per il 10,9% sulla tariffa complessiva; l'incidenza della componente a copertura dei costi di trasporto raggiunge quasi il 4,4%, mentre è pari all'1,4% l'incidenza della componente per lo stoccaggio.

5 SICUREZZA DEGLI APPROVVIGIONAMENTI

5.1 Elettricità

Domanda di punta nel 2005 e previsioni per il 2006 - 08

La potenza richiesta dal sistema elettrico italiano, ha registrato un nuovo massimo storico di 55.015 MW nel mese di dicembre 2005, segnando un incremento del 2,6% rispetto all'anno precedente (53.606 MW). A causa del caldo torrido si sono verificati picchi estivi anche nel mese di giugno, raggiungendo un nuovo massimo storico di 54.163 MW, con un incremento dell'1,2% rispetto al precedente picco di 53.507 MW nel luglio del 2004.

Il 2005 ha rappresentato una inversione del trend storico di avvicinamento del picco estivo al picco invernale con un distacco di 852 MW rispetto ai 99 MW del 2004. È tuttavia significativo che i due picchi siano avvenuti in tempi molto diversi (a fine luglio nel 2004 e a fine giugno nel 2005) e siano stati influenzati oltre che dalla temperatura estiva anche dal diverso contributo dei consumi domestici e della produzione industriale.

Le previsioni di crescita proposte da TERNA/GRTN e riportate nella tavola 5.1 sono leggermente più contenute di quelle formulate nel 2005 e indicano che la punta estiva potrebbe superare quella invernale già nel 2006.

Tavola 5.1 Richiesta di potenza alla punta negli anni 2004 - 2011 (GW)

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Inverno medio	53,6	55,0	55,4	57,2	58,9	60,5	62,1	64,0
Estate torrida	53,5	54,2	56,1	58,1	60,0	61,9	64,0	65,9

Fonte: GRTN/TERNA

Capacità di generazione nel 2005

Il 2005 ha visto un notevole potenziamento della capacità di generazione, cresciuta di oltre 5 GW, da 81,5 nel 2004 a 86,8 GW nel 2005 in termini di potenza efficiente netta installata. L'aumento è stato sostanzialmente più forte che nell'anno precedente, come indicato nella tavola 5.2, e corrisponde a un incremento di riserva di potenza rispetto al 2004 di 3,8 MW al picco invernale e di 4,6 MW al picco estivo. La più forte crescita in termini assoluti è avvenuta nella potenza termoelettrica (+ 4,4 GW) e in termini relativi nella potenza eolica e fotovoltaica (+ 48 %).

La potenza effettivamente disponibile era comunque significativamente inferiore come si discute in un punto successivo.

Tavola 5.2 Potenza efficiente netta di generazione nel 2005 (MW)

	2003	2004	2005	Variazione	
				2003 - 04	2004 - 05
Idroelettrica	20.660	20.744	21.000	84	256
Termoelettrica ^(A)	56.047	58.990	63.400	2.943	4.410
Geotermica	665	642	687	-23	45
Eolica e fotovoltaica	877	1.135	1.675	258	540
TOTALE	78.249	81.511	86.762	3.262	5.251

(A) La generazione termoelettrica include impianti a base di biomasse e rifiuti.

Fonte: TERNA

Nuova capacità di generazione nel periodo 2006 - 09

La nuova capacità di generazione termoelettrica prevista entrare in servizio nel corso dei prossimi anni ammonta a oltre 15 GW, come indicato nella tavola 5.3²¹. Le previsioni per le centrali termoelettriche riportate in questa tavola sono abbastanza attendibili dal momento che si riferiscono a impianti per i quali sono state ottenute tutte le autorizzazioni e che sono in buona parte già in fase di costruzione. Risulta invece più difficile individuare uno scenario di evoluzione per gli impianti eolici. Le richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale o di distribuzione corrispondono attualmente a circa 10 GW, ma la potenza effettivamente installata è di un ordine di grandezza inferiore. Tale situazione è dovuta sia a problemi di autorizzazione che alla incompleta definizione della normativa tecnica delle connessioni. La previsione di 1.200 MW riportata nella tavola si riferisce agli impianti autorizzati e per i quali sono stati anche assunti dai proponenti impegni economici a copertura degli oneri di connessione.

Tavola 5.3 Nuova potenza prevista entrare in esercizio nel periodo 2006 - 2009

Anno	Termoelettrica	Eolica	Totale
2006	3.795	520	4.315
2007	3.110	473	3.583
2008	6.440	226	6.666
2009	1.600	15	1.615
TOTALE	14.945	1.233	16.178

Fonte: TERNA.

Due terzi della nuova potenza termoelettrica (inclusi gli impianti a biomasse) prevista entrare in esercizio negli anni 2006 - 2009 è localizzata nelle regioni meridionali dell'Italia continentale e il rimanente terzo quasi tutto nelle regioni settentrionali, di cui la maggior parte in Piemonte e in Lombardia; Nord Ovest 2.870 MW; Nord Est 1.615 MW; Centro 510 MW; Sud 9.805 MW; Isole 150 MW.

²¹ I dati riportati sono stati desunti dal *Piano di sviluppo della rete di trasmissione nazionale 2006* di TERNA.

Tale distribuzione contrasta notevolmente con quella della potenza entrata in esercizio nel precedente periodo quadriennale (2002 - 05), localizzata per l'80 % nell'Italia settentrionale, per una capacità complessiva pari a 6900 MW.

Il più consistente contributo alla potenza da fonti rinnovabili nei prossimi anni è fornito dagli impianti eolici, mentre non si attendono sostanziali potenziamenti idroelettrici. Praticamente tutta la potenza eolica prevista entrare in esercizio nei prossimi anni (come anche la quasi totalità di quella già in esercizio) è localizzata nelle regioni meridionali e nelle isole.

Disponibilità di potenza alla punta

Nell'ultimo quinquennio la disponibilità degli impianti si è mantenuta complessivamente tra il 63 e il 65% della potenza netta totale²². L'indisponibilità degli impianti idroelettrici è legata prevalentemente alla scarsa disponibilità idrica dei bacini nel periodo invernale quando si è storicamente presentata la punta di domanda. Nel caso degli impianti termoelettrici l'indisponibilità è dovuta a fermi non programmabili nonché ad arresti di lunga durata per trasformazioni e ripotenziamenti, soprattutto negli ultimi anni. L'indisponibilità degli impianti eolici e degli impianti alimentati da altre fonti rinnovabili è dovuta alla natura discontinua di queste fonti.

Tavola 5.4 Disponibilità di potenza alla punta (GW)

	2003	2004	2005
Potenza netta degli impianti	78,3	81,5	86,8
Idroelettrici	20,7	20,7	21,0
Termoelettrici tradizionali	56,0	59,0	63,4
Geotermoelettrici	0,7	0,6	0,7
Eolici e fotovoltaici	0,9	1,1	1,7
Potenza disponibile alla punta	49,7	52,8	56,4
Idroelettrici	13,5	13,6	13,8
Termoelettrici tradizionali	35,5	38,4	41,7
Geotermoelettrici	0,6	0,6	0,6
Eolici e fotovoltaici	0,2	0,3	0,4
Domanda alla punta	53,4	53,6	55,0
Surplus/deficit di potenza	-3,7	-0,9	1,4

Fonte: TERNA per i consuntivi 2003 e 2004, stima AEEG per il 2005.

Dopo i valori minimi raggiunti nel 2001 e 2002, la potenza elettrica disponibile alla punta è stata in costante ascesa, da 49,7 GW nel 2003 a 52,8 GW nel 2004 a 56,4 GW nel 2005, come rilevato nella tavola 5.4. Comunque, è solo in questo ultimo anno che la potenza disponibile è stata superiore alla domanda alla punta. Il deficit di 3,7 GW nel 2003 e di 0,9 GW nel 2004, risolto con le importazioni, si è infatti trasformato in un surplus di 1,4 GW

²² Il 65% per gli impianti idroelettrici, il 64% per gli impianti termoelettrici, l'83% per gli impianti geotermoelettrici e il 23% per gli impianti eolici.

nel 2005. Per i prossimi anni si può prevedere una significativa crescita del surplus, grazie ai consistenti incrementi di potenza indicate al precedente punto.

Composizione della generazione elettrica

Il bilancio dell'energia elettrica dalla generazione e importazione fino alla richiesta finale sulla rete è riportato nella tavola 5.5 per il periodo 2000 - 2005, assieme alle previsioni fino al 2009. Nel 2005 è continuata la penetrazione del gas naturale nella generazione elettrica, chiamato peraltro a sopperire alla mancata generazione idroelettrica e da carbone, per i motivi indicati all'inizio di questo capitolo. È inoltre continuato il calo storico della generazione da olio combustibile e da altri prodotti petroliferi, seppure a ritmi meno forti sempre in relazione alla necessità di compensare i minori apporti idroelettrici e da carbone. Rallentamenti nella crescita della generazione da fonti rinnovabili sono attribuibili a problemi di autorizzazione, soprattutto nel caso della generazione da rifiuti e da energia eolica.

Tavola 5.5 Bilancio dell'energia elettrica negli anni 2000 - 2005 e previsioni per il periodo 2006 - 2009 (TWh)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Produzione lorda	276,6	279,0	284,4	293,9	303,3	302,4				
Termoelettrica convenzionale	218,5	216,8	227,6	238,3	240,5	246,3				
<i>Solidi</i>	26,3	31,7	35,4	38,8	45,5	43,9				
<i>Gas naturale</i>	97,6	95,9	99,4	117,3	129,8	148,9				
<i>Prodotti petroliferi</i>	85,9	75,0	77,0	65,8	47,3	35,9				
<i>Altre fonti^(A)</i>	8,8	14,1	15,8	16,4	17,9	17,6				
Idroelettrica	50,9	53,9	47,3	44,3	49,9	42,5				
<i>da apporti naturali</i>	44,2	46,8	39,5	36,7	42,7	35,9				
<i>da pompaggi</i>	6,7	7,1	7,7	7,6	7,2	6,6				
Altre rinnovabili	7,2	8,3	9,5	11,3	12,9	13,6				
<i>Geotermoelettrica</i>	4,7	4,5	4,7	5,3	5,4	5,3				
<i>Biomasse e rifiuti</i>	1,9	2,6	3,4	4,5	5,6	6,1				
<i>Eolica</i>	0,6	1,2	1,4	1,5	1,8	2,1				
<i>Fotovoltaica</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				
Consumi dei servizi ausiliari	13,3	13,0	13,6	13,7	13,3	12,7				
Produzione netta	263,3	266,0	270,8	280,2	290,0	289,7				
Energia destinata ai pompaggi	9,1	9,5	10,7	10,5	10,3	9,4				
Energia destinata ai consumi	254,2	256,5	260,1	269,7	279,7	280,3				
Importazioni nette	44,3	48,4	50,6	51,0	45,6	49,2				
Energia richiesta sulla rete^(B)	298,5	304,8	310,7	320,7	325,4	329,4	339,0	346,9	354,0	362,3

(A) Altre fonti include gas derivati e altre forme di energia.

(B) Esclude le perdite di rete.

Fonte: TERNA per i consuntivi 2000-2004 e per le previsioni 2006-2009; elaborazione Autorità per l'energia elettrica e il gas su dati TERNA per l'anno 2005.

Le previsioni della domanda di energia elettrica effettuate annualmente da TERNA (nel 2005 ancora da GRTN) hanno come scopo essenziale la definizione del quadro di riferimento per la formulazione del piano di sviluppo della rete elettrica. Seppure tali previsioni tengono necessariamente conto della prevista localizzazione degli impianti e della loro capacità, esse in genere non individuano l'origine per fonti dell'energia elettrica generata.

Processo di pianificazione della rete

Con Decreto Ministeriale del 20 Aprile 2005, il Ministero delle attività produttive ha deliberato il conferimento a TERNA S.p.A. della concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale per un periodo di 25 anni a decorrere dalla data di efficacia del trasferimento delle attività di gestione della rete alla società TERNA S.p.A.²³. La concessione attribuisce a TERNA la responsabilità di definire le azioni necessarie per il perseguimento della sicurezza nella gestione della rete e di deliberare gli interventi di manutenzione e sviluppo della Rete di trasporto nazionale (RTN) a cui le altre società proprietarie di porzioni di RTN devono attenersi. L'unificazione della proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale, avvenuta nel mese di novembre 2005, è stata anche l'occasione per ridefinire e aggiornare il Codice di rete con l'obiettivo di superare gli elementi di criticità emersi durante il primo periodo di sua attuazione.

Nell'attività di sviluppo della rete di trasmissione nazionale, TERNA persegue l'obiettivo della sicurezza, dell'affidabilità, dell'efficienza, della continuità del servizio di trasmissione e del minor costo del servizio di dispacciamento. Tale obiettivo è perseguito anche attraverso un'adeguata azione di pianificazione degli interventi di sviluppo della RTN, volta all'ottenimento di un appropriato livello di qualità del servizio di trasmissione ed alla riduzione delle congestioni di rete, nel rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici²⁴. A tal fine, il Gestore è tenuto a predisporre un Piano di sviluppo entro il 31 dicembre di ciascun anno soggetto a una verifica di conformità agli indirizzi emanati dal Governo.

I rapporti tra il concessionario del servizio di trasmissione e gli altri gestori di reti, sono stabiliti ai fini dell'interoperabilità e dello sviluppo coordinato delle reti elettriche nazionali. Il Codice dispone che i gestori di reti in alta tensione con obbligo di connessione di terzi interoperanti con la RTN trasmettano a TERNA entro il 30 luglio di ogni anno le informazioni sulle previsioni di medio periodo (a 5 anni), la stima della produzione sulle reti in MT, indicazioni relative allo schema di connessione, alla potenza massima delle future centrali di generazione e dei futuri impianti corrispondenti ad unità di consumo da collegare alle reti in AT o in AAT, nonché tutte le modifiche pianificate inerenti le reti a tensione uguale o superiore a 120 kV.

In base a quanto previsto all'art. 9 del Disciplinare di concessione, TERNA persegue l'obiettivo generale di assicurare che il servizio di trasmissione e dispacciamento sia erogato con carattere di sicurezza, affidabilità e continuità nel breve, medio e lungo periodo, identificando e realizzando gli interventi di propria competenza. Al riguardo, la

²³ Previsto dal DPCM 11 maggio 2004 in attuazione della legge 27 ottobre 2003, n. 290.

²⁴ Codice di rete, di cui al Decreto ministeriale 11 maggio 2004.

concessione prevede che TERNA definisca le linee di sviluppo della RTN essenzialmente sulla base della necessità di: garantire la copertura della domanda prevista nell'orizzonte di piano; garantire la sicurezza di esercizio della rete; potenziare le reti di interconnessione con l'estero; ridurre al minimo i rischi di congestione interzonali.

Il processo di pianificazione è basato da un lato sull'evoluzione della domanda e offerta di energia a livello necessariamente territoriale e dall'altro sulle attuali criticità di funzionamento della RTN. Con riferimento alla domanda e offerta di energia, TERNA prende in considerazione prevalentemente:

- la crescita della domanda di energia elettrica per grandi comparti territoriali;
- lo sviluppo atteso del parco produttivo prevalente per tipologia di generazione;
- le connessioni di utenti e di impianti di distribuzione alla RTN;
- le richieste di interconnessione con l'estero attraverso linee private;
- lo sviluppo programmato delle reti di distribuzione e di altre reti di trasmissione.

Con riferimento all'attuale funzionamento della RTN, TERNA prende in considerazione:

- i rischi di sovraccarico con il fine di individuare gli elementi di rete critici dal punto di vista della sicurezza di esercizio;
- i valori di tensione diurni e notturni nelle varie aree soggette ad analisi;
- i rischi di disalimentazione;
- i segnali derivanti dal funzionamento del Mercato elettrico del giorno prima (prezzi zionali, frequenza e rendita di congestione, ecc.), e del Mercato dei servizi di dispacciamento (congestioni intra-zionali e alle frontiere, approvvigionamento di risorse per il dispacciamento, utilizzo di unità di produzione essenziali ai fini della sicurezza, ecc.).

La procedura di pianificazione identifica le criticità del sistema di trasmissione e le relative esigenze di sviluppo in base a specifiche simulazioni²⁵ del funzionamento della rete negli scenari di sviluppo della domanda e offerta ritenuti più probabili. Le criticità vengono evidenziate in termini di rischio di sovraccarico sulla rete primaria, con la presenza di almeno un elemento di rete (linea o trasformatore) interessato dal trasporto di una corrente superiore al 20% del valore massimo di normale esercizio.

Nella gestione effettiva il rischio di sovraccarico riscontrato nelle simulazioni è comunque ridotto, rispetto a quello teorico previsto in fase di pianificazione, dall'effetto del mercato dell'energia che produce segnali economici dell'effettiva consistenza delle congestioni. Infatti, in fase operativa le simulazioni considerano i valori della domanda e offerta in esito al mercato, e vengono fissati ex ante i limiti di scambio tra zone di rete congestionate ed i vincoli di esercizio dei gruppi di produzione al fine di eliminare i sovraccarichi.

L'area di rete maggiormente a rischio è quella del Nord - Est del Paese, in particolare Veneto e Friuli Venezia Giulia, interessata da una capacità di trasporto non adeguata al transito delle potenze in importazione dalla frontiera slovena, e dalla produzione dei poli di generazione locale. Risulta critica anche l'area di Milano, principalmente a causa della limitata capacità di trasporto della rete che alimenta la città e per la presenza di forti

²⁵ Riferite all'ora di massimo carico (tipicamente alle ore 11.00) su un campione di 150 giorni lavorativi.

transiti di potenza dal Piemonte e dai poli di produzione locale. Problemi minori sono presenti anche in Piemonte, a causa dei fenomeni di trasporto verso la Lombardia, della potenza importata dalla Svizzera e della produzione idroelettrica locale. I problemi riscontrati sulla rete della Campania sono limitati come frequenza, ma di significativa importanza, considerato che la rete primaria contribuisce ad alimentare direttamente i carichi delle principali città.

Sviluppo di interconnettori privati

Nelle sue analisi e simulazioni di rete, TERNA tiene conto della prevedibile realizzazione di interconnettori privati (merchant line), ovvero linee di interconnessione trans-nazionali realizzate da soggetti non titolari di concessioni di trasporto e distribuzione di energia elettrica. Nel corso del 2005 è stato infatti completato il quadro legislativo nazionale per l'autorizzazione di detti interconnettori, in relazione al quadro normativo comunitario e nazionale, basato sull'esenzione dalla disciplina di accesso dei terzi.

Come previsto nella legge 27 ottobre 2003, n. 290 e nel rispetto del Regolamento europeo 1228/2003 sulle condizioni di accesso per gli scambi elettrici transfrontalieri, il Decreto del Ministero delle attività produttive del 21 ottobre 2005 ha definito modalità e criteri per il rilascio dell'esenzione per le linee elettriche in corrente continua e in corrente alternata che connettono nodi (a tensione non inferiore a 120 kV) appartenenti a reti elettriche di Stati diversi. L'esenzione è concessa dal Ministero per un periodo massimo tra 16 e 20 anni dall'entrata in esercizio, in funzione della capacità resa disponibile a terzi.

Le principali condizioni per il rilascio delle esenzioni sono che:

- la nuova linea garantisca la sicurezza e efficienza di funzionamento del sistema elettrico nazionale;
- l'operazione della linea promuova la concorrenza nell'offerta di energia sul mercato;
- i rischi dell'investimento siano talmente elevati che in assenza di esenzioni la linea non verrebbe realizzata;
- le procedure di regolazione dell'accesso dei terzi siano state concordate tra i regolatori dei due stati;
- la capacità di trasporto non superi 1000 MW per ogni linea di interconnessione;
- la nuova linea non aumenti la capacità totale degli interconnettori privati previsti in esercizio entro il 2010 oltre 4.000 MW in corrente alternata e oltre 4.000 MW in corrente continua.

Dei 4 progetti attualmente in diverse fasi di autorizzazione, due hanno raggiunto la fase finale per una capacità (NTC) compresa tra 1.000 e 2.000 MW.

Principali interventi realizzati nel 2005

Uno dei più importanti interventi sulla RTN riguarda il rafforzamento della rete in Calabria con la nuova direttrice a 380 kV da Rizziconi a Laino lunga oltre 200 km, che ha consentito di aumentare l'affidabilità e la sicurezza e di ridurre alcuni vincoli di esercizio dell'interconnessione tra la Sicilia ed il Continente. La realizzazione dei raccordi a 380 kV

per il collegamento della stazione di Ravenna Canala all'elettrodotto Ferrara - Forlì hanno consentito di superare le precedenti limitazioni alla produzione del polo di Ravenna. Il collegamento a 380 kV della centrale Edison di Candela alla stazione di Foggia ha permesso l'aggiunta di 370 MW di potenza nella rete della Puglia. Il ripristino in servizio della linea a 380 kV da La Spezia ad Acciaiuolo e adeguamenti nella stazione di La Spezia hanno permesso la riduzione dei vincoli di rete tra le zone Nord e Centro - Nord del mercato elettrico. Inoltre, i raccordi a 380 kV di Pian della Speranza - Montalto e Suvereto - Valmontone, hanno consentito un migliore funzionamento della rete e del mercato nel centro Italia. Infine, è stato risolto il contenzioso durato un decennio relativo all'elettrodotto Matera - Santa Sofia il cui completamento nel 2006 permetterà il pieno sfruttamento della capacità di importazione dalla Grecia e maggiore stabilità e sicurezza dei flussi elettrici tra Puglia, Basilicata e Campania.

Nel 2005 sono anche stati completati due importanti collegamenti internazionali. La linea elettrica S. Fiorano - Robbia a 380 kV, entrata in funzione nel gennaio 2005, è il primo nuovo elettrodotto di interconnessione con l'estero sull'arco alpino realizzato dopo quasi 20 anni: l'ultima linea entrata in servizio sulla frontiera nord risale al 1986 (elettrodotto "Rondissone - Albertville", tra Italia e Francia). L'elettrodotto S. Fiorano - Robbia, realizzato in appena 7 mesi, è lungo 46 km e incrementa la capacità di importazione di 1.100 MW (il 15%). Inoltre, alla fine del 2005 sono state completate le opere di posa del cavo sottomarino tra la stazione elettrica di Bonifacio (Corsica) e una nuova stazione di smistamento a 150 kV nel comune di S. Teresa (Sardegna), per il nuovo collegamento a 150 kV "Sardegna - Corsica" (SAR.CO.). Il collegamento è entrato in servizio nel gennaio 2006, con mutui benefici in termini di sicurezza di alimentazione, legati all'interconnessione sincrona dei due sistemi elettrici.

Criteri per l'autorizzazione di nuovi investimenti di generazione

Non vi sono novità di rilievo per l'autorizzazione dei nuovi investimenti in capacità di generazione. Tuttavia, lo schema di decreto legislativo recante Norme in materia ambientale²⁶ cerca di mettere ordine nella complessa materia in relazione agli impianti di generazione elettrica, come di altri impianti inquinanti. All'articolo 269 l'articolo stabilisce la procedura per il rilascio dell'autorizzazione alle emissioni in atmosfera e lo specifico coinvolgimento delle varie autorità. Inoltre, stabilisce il limite inferiore della potenza elettrica per la quale è necessaria la richiesta di autorizzazione.

Incentivi impliciti ed espliciti per la costruzione di capacità di generazione

Non vi sono significative novità rispetto alla situazione in vigore nel 2004 con l'avvio del dispacciamento di merito economico. È rimasto in vigore il sistema di remunerazione amministrata stabilito in base al decreto legislativo 397 del 19 dicembre 2003. Tale decreto prevedeva che la remunerazione amministrata rimanesse in vigore in attesa della formulazione di un meccanismo concorrenziale di remunerazione della capacità, che tuttavia non è stato ancora definito. L'attuazione del decreto legislativo con la deliberazione dell'Autorità 27 marzo 2004, n. 48 prevede che il corrispettivo a copertura

²⁶ Decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva venga determinato da parte di TERNA una volta al mese per ogni utente del dispacciamento in funzione del corrispettivo unitario fissato dall'Autorità e dell'energia elettrica prelevata in ciascuna delle fasce orarie F1, F2, F3 e F4.

5.2 Gas

Consumi di gas nel 2005 e previsioni di fabbisogno per il periodo 2006 - 15

Il consumo di gas è aumentato in modo consistente nel 2005 in relazione soprattutto alla crescita della generazione negli impianti a ciclo combinato nuovi o recentemente riconvertiti, indotta anche dal forte calo della produzione idroelettrica, e alla maggiore rigidità della stagione invernale. Il gas richiesto sulle reti è cresciuto di 5,6 miliardi di m³, da 80,6 miliardi nel 2004 a 86,2 miliardi nel 2005, un incremento annuale superato solo dall'aumento di 7,1 miliardi di m³ verificato nel 2003, in cui però si ebbero un inverno freddo e un'estate eccezionalmente torrida. Alla copertura del fabbisogno complessivo hanno contribuito in modo determinante le importazioni (nette) per 73,1 miliardi di m³, seguite dalla produzione nazionale per 12,0 miliardi di m³ e dai prelievi da stoccaggio strategico per 1,1 miliardi.

Il fabbisogno futuro di gas naturale dipende dall'andamento di numerosi fattori tra cui i più importanti sono: il fabbisogno elettrico; il contributo del carbone e delle fonti rinnovabili alla generazione elettrica; le importazioni elettriche in funzione della disponibilità di potenza e dei prezzi medi relativi rispetto ad altri paesi europei; la struttura della produzione industriale e dei servizi; lo sviluppo della metanizzazione della Sardegna; il prodotto interno lordo pro-capite e il consumo delle famiglie; l'entità del risparmio energetico²⁷. Inoltre, da un anno all'altro fattori di natura congiunturale (quali le escursioni climatiche estive e invernali, la piovosità e l'invaso dei bacini idroelettrici, differenze di prezzo tra le borse elettriche dei paesi europei, nonché variazioni nel prezzo del gas) possono determinare scarti in eccesso o in difetto dell'ordine di 3 - 5 miliardi di m³ rispetto a uno scenario inerziale.

Tavola 5.6 Fabbisogno di gas nel periodo 2005 - 2015 (G(m³))

Previsione	2005	2006	2007	2008	2010	2015
Minima	86,2	86	89	90	91	98
Massima		88	91	96	104	112

I dati si riferiscono ai valori minimi e massimi rilevati tra tutte le previsioni e non alla media di tutti i valori minimi e massimi.

Fonte: Confronto tra gli scenari previsivi di AEEG, AIE, Ministero delle attività produttive, ref., Snam Rete Gas, Unione petrolifera.

²⁷ Con riferimento al raggiungimento degli obiettivi fissati dai due decreti del MAP del 20 luglio 2004.

La tavola 5.6 riporta le previsioni minime e massime nel breve, medio e più lungo termine nei principali studi disponibili nella prima metà del 2006. L'aumento minimo del fabbisogno previsto nel 2006 rispetto al consumo del 2005 (tra 0,1 e 2,2 miliardi di m³), riflette sia l'uso eccedente di gas naturale nel 2005 per compensare la mancata generazione idroelettrica sia il risparmio di circa 2,1 miliardi di m³ conseguito nella gestione dell'emergenza gas nei primi mesi del 2006, come descritto in seguito.

L'emergenza gas dell'inverno 2005 - 06

Le prime avvisaglie di criticità degli stoccaggi nazionali si sono evidenziate nella primavera del 2005, verso la fine del periodo di riscaldamento quando l'erogazione di *working gas* disponibile per la modulazione è stata insufficiente per coprire la domanda e il Ministero delle attività produttive è stato costretto ad autorizzare l'utilizzo del gas destinato agli stoccaggi strategici. Condizioni di svaso anomale degli stoccaggi nazionali si evidenziavano già nella prima metà del mese di dicembre al punto che il Comitato di emergenza e monitoraggio del sistema gas²⁸ dichiarava lo stato di emergenza il 19 dicembre, attivando la prima fase di sorveglianza del sistema da parte degli operatori delle infrastrutture, in primis da parte della società Snam Rete Gas S.p.A., che ha i maggiori compiti di monitoraggio e di coordinamento del sistema.

Lo svaso anticipato degli stoccaggi era dovuto solo in parte all'anticipo della stagione invernale, con temperature più basse del normale già nei mesi di novembre e dicembre. La principale causa era individuabile nel forte aumento della generazione elettrica a base di gas, legato soprattutto alle nuove centrali a ciclo combinato entrate in funzione nel corso d'anno e in quello precedente. Peraltro, negli ultimi mesi dell'anno sono cresciute a dismisura le esportazioni di energia elettrica (del 40% tra ottobre e dicembre), spinte dai prezzi favorevoli nelle borse estere²⁹. Complessivamente, nel corso del 2005 il consumo di gas naturale nella generazione elettrica è aumentato del 13,9% (contro il 3,3% negli altri settori); l'aumento nel mese di dicembre è stato particolarmente rilevante con un consumo di gas del 30% superiore alla media dei mesi gennaio - novembre.

In presenza di limitazioni nella capacità di importazione, aggravate dal calo di circa 1,0 miliardo di m³ nella produzione nazionale, le imprese hanno fatto ricorso agli stoccaggi con il risultato che il deficit di stoccaggio rispetto all'anno "normale" aumentava da circa 1 miliardo di m³ a metà dicembre a oltre 2 miliardi alla fine del mese. Il 29 dicembre si è passati alla seconda fase della procedura che prevede l'obbligo per gli operatori di massimizzare le importazioni e la produzione nazionale. Notoriamente le condizioni di emergenza si sono notevolmente aggravate nel mese di gennaio con la riduzione delle importazioni di gas dalla Russia, dovuta in un primo momento (primi giorni di gennaio) alla crisi con l'Ucraina ma successivamente all'ondata di freddo che ha aumentato i prelievi in tutti i paesi dell'ex URSS.

Nel mese di gennaio il Comitato di emergenza programmava il passaggio alle successive due fasi della procedura di emergenza che prevedono l'interruzione dei clienti con contratto di fornitura interrompibile e il passaggio a olio combustibile BTZ degli impianti industriali e termoelettrici *dual fuel*. Inoltre, al fine di differire l'utilizzo dello stoccaggio

²⁸ Istituito nel settembre 2001 con decreto del Ministero delle attività produttive.

²⁹ Dato che l'Italia è importatrice netta di elettricità, in realtà si è trattato di un calo nelle importazioni.

strategico alla seconda metà del mese di febbraio (il periodo più critico anche in condizioni normali per l'avanzato grado di svuotamento degli stoccaggi) è stata attivata anche l'ultima fase dell'emergenza che consentiva di ottenere un risparmio complessivo di circa 1 miliardo di m³ di gas mediante:

- l'incentivazione dell'offerta di ulteriore interrompibilità da parte degli utenti del settore industriale;
- norme transitorie per le temperature degli ambienti interni e per la durata massima giornaliera del riscaldamento³⁰
- obbligo di esercizio degli impianti termoelettrici a olio combustibile ATZ fino a tutto il mese di marzo, accompagnato da deroghe ambientali;
- direttive ai produttori di gas in giacimenti nazionali per l'incremento della produzione oltre i limiti operativi normali;
- direttive all'impresa maggiore di stoccaggio (Stogit S.p.A.), per la gestione degli stoccaggi in riserva strategica, anche mediante temporanea riduzione della pressione di parti della rete di trasporto.

Nel periodo di massima emergenza tra la fine di gennaio e la prima metà di febbraio mancavano agli stoccaggi circa 3,5 miliardi m³ di gas rispetto all'anno normale. Hanno dovuto essere erogati 1,1 miliardi m³ dallo stoccaggio strategico, circa un quarto del totale disponibile, ma con fatica per via della bassa pressione del gas alla fine della stagione fredda.

Rientrando l'allarme, il 22 febbraio sono state sospese le interruzioni delle forniture ai clienti con contratto interrompibile. Il 22 marzo è stata dichiarata la fine dell'emergenza ed è stato definito il piano procedurale per il ritorno a condizioni di normalità per gli impianti termoelettrici *dual fuel* e per la ricostituzione degli stoccaggi con precedenza per la riserva strategica. Complessivamente la manovra di emergenza ha comportato un risparmio stimabile in 2,1 m³ di gas.

Produzione domestica nel 2005 e prevista negli anni futuri

La produzione nazionale di gas ha continuato il suo calo oramai decennale anche nel 2005. Sono stati prodotti da giacimenti sul territorio nazionale e nelle acque territoriali 11.977 milioni di m³, rispetto ai 12.961 milioni nel 2004. Nonostante il forte aumento nel prezzo del greggio e del gas naturale che ha caratterizzato il 2005, tutti i principali indicatori di attività esplorativa (numero di permessi, numero di pozzi, metri perforati) hanno continuato il loro calo storico, come indicato nella tavola 5.7. Dato che il costo di sviluppo delle risorse nazionali è relativamente contenuto se confrontato con la media mondiale, tale situazione sembra essere l'espressione di problemi di natura normativa più che economica. In ogni caso, dati i notevoli tempi tecnici tra ritrovamento e coltivazione, la produzione è destinata a calare almeno per i prossimi 3 - 5 anni, anche nel caso di ritrovamenti eccezionali e/o significativi sviluppi nelle concessioni di coltivazione. In

³⁰ Una riduzione di un grado centigrado comporta un risparmio stimabile in 11 milioni di m³/giorno come media sull'intero territorio nazionale.

particolare, il Ministero dello sviluppo economico (MSE) prevede una produzione in calo a circa 10,8 miliardi di m³ nel 2006 fino a 6,5 miliardi nel 2010.

Tavola 5.7 Attività di esplorazione di idrocarburi in Italia 1985 - 2005

Periodo	Permessi	Numero di pozzi	Metri perforati
1985 - 1989	312	88	189.358
1990 - 1994	175	40	101.210
1995 - 1999	164	28	75.597
2000 - 2004	123	12	27.079
2005	90	7	15.085

Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, *Attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia: Rapporto annuale 2005*, maggio 2006.

Capacità di importazione nel 2005 e potenziamenti previsti negli anni successivi

La tavola 5.8 riporta le capacità di trasporto nei punti di entrata del gas importato nell'anno termico 2005 - 06 e le previsioni fino all'anno termico 2009 - 10. I dati riportati includono potenziamenti del gasdotto TAG di transito in Austria (di 3,3 miliardi di m³ nel 2008 - 09) e del gasdotto TTPC di transito in Tunisia (3,2 miliardi di m³ nel 2008 - 09)³¹. I dati, tuttavia, non includono la seconda *tranche* dei due progetti di potenziamento originariamente previsti per il 2011 ma che il Ministero dello sviluppo economico vorrebbe accelerare di qualche anno. Inoltre, non includono la capacità di importazione dei terminali di:

- Rovigo, pari a circa 22 milioni di m³/giorno, la cui entrata in esercizio è indicata per il 2008;
- Brindisi, la cui entrata in servizio potrebbe slittare all'anno successivo o oltre³²;
- Rosignano, che ha quasi concluso l'iter autorizzativo.

Altri potenziamenti di infrastrutture di importazione non sono prevedibili nell'arco temporale coperto nella tavola, data la complessità delle procedure di autorizzazione in atto che comportano decisioni concorrenti sia a livello statale che regionale.

I dati riportati nella tavola indicano un significativo incremento delle capacità di importazione, che in condizioni normali dovrebbe essere in grado di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti, considerando la crescita dei fabbisogni prospettata.

³¹ Nel Piano di emergenza il MSE indica il potenziamento già nel 2008.

³² Si tratta degli unici terminali che hanno completato gli iter autorizzativi. Mentre la costruzione del terminale *offshore* di Rovigo è in fase avanzata, il terminale di Brindisi subisce continui ritardi per l'opposizione locale, nonostante le autorizzazioni siano già state ottenute.

Tavola 5.8 Capacità tecnica di importazione di tipo continuo nei punti di entrata alla rete italiana (milioni di m³/giorno)

Punto di entrata	Anno termico					
	2004 - 05	2005 - 06	2006 - 07	2007 - 08	2008 - 09	2009 - 10
Tarvisio	88,2	88,3	100,9	100,9	109,7	109,7
Gorizia	1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Passo Gries	57,5	57,5	57,5	57,6	59,4	59,4
Mazara del Vallo	80,5	80,5	86,0	86,0	94,8	94,8
Gela	21,5	22,8	25,0	25,0	25,0	25,0
Panigaglia	11,4	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
TOTALE	260,1	264,1	284,4	284,5	303,8	303,8

A partire dall'anno termico 2008 - 09 sono inclusi anche i potenziamenti del TAG e del TTPC previsti in base agli impegni presi da ENI con i regolatori nazionali ed europei.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico e Snam Rete Gas.

Piano di emergenza gas per l'inverno 2006 - 07

Come si evidenzia nella tavola 5.8, le potenzialità di importazione nell'anno termico 2006-2007 sono aumentate di circa 20 milioni di m³/giorno rispetto all'anno termico precedente a seguito degli interventi sul gasdotto TAG previsti in funzione dei contratti di importazione di gas russo da parte di Eni. L'incremento del fabbisogno medio annuo, dovrebbe essere inferiore a 10 milioni di m³ e pertanto normalmente gestibile dal potenziamento del TAG. Tuttavia, permangono molte incertezze sull'andamento temporale del fabbisogno, dato che la massima disponibilità di erogazione degli stoccaggi rimane per qualche anno limitata a 253 milioni di m³/giorno in condizioni di massimo riempimento degli stoccaggi. Inoltre, sussistono perplessità sull'effettiva disponibilità di gas nel corso della stagione invernale, in relazione alla domanda in Russia e negli altri paesi dell'ex URSS, alla capacità di Gazprom e di altri produttori di aumentare la produzione in modo sufficiente, nonché a fattori di natura geopolitica che potrebbero limitare la disponibilità.

Pertanto, il Ministero delle attività produttive si è mosso con largo anticipo per contenere gli effetti di una possibile crisi analoga a quella verificatasi nell'inverno del 2005 - 06, predisponendo nel mese di luglio un Piano di emergenza basato su un aumento del fabbisogno di 3 miliardi di m³ rispetto al 2005, che potrebbe avvicinarsi a 3,5 miliardi (circa 10 milioni di m³/giorno) nel caso di una produzione idroelettrica bassa e di limitazioni nelle importazioni di gas simili a quelle dell'inverno precedente.

Il Piano di emergenza tiene conto di una maggiore offerta di stoccaggio di modulazione da parte di Stogit pari a 0,6 miliardi di m³ ottenuta mediante aumenti della pressione in alcuni stoccaggi resi possibili da potenziamenti nei compressori. L'aumento nella disponibilità di modulazione dovrebbe permettere una riduzione nell'uso dello stoccaggio strategico, per evitare pressioni troppo basse che non permettono di coprire punte di domanda legate a periodi particolarmente freddi negli ultimi giorni dell'inverno. Per dissuadere l'uso eccessivo di gas nella generazione elettrica il Piano prevede di aumentare le tariffe di trasporto del gas verso le centrali. Inoltre, nel caso di emergenza verrebbe

imposto a Terna di includere le centrali a olio combustibile nella categoria di impianti indispensabili (*must run*), utilizzando il più possibile olio STZ. Inoltre, il Piano prevede meccanismi per incentivare l'attivazione di forniture interrompibili. Si tratta tutto sommato di interventi simili a quelli utilizzati nell'inverno 2005 - 06.

Il Piano prevede anche misure che hanno effetto negli anni successivi, che si concretizzano in nuove infrastrutture di importazione e di stoccaggio o potenziamenti di infrastrutture esistenti, di cui si tratterà nel seguito.

Infrastrutture in costruzione o progetto

Gasdotti di importazione

Come già evidenziato, sono previsti potenziamenti del TAG e del TTPC per un totale di 13,0 miliardi di m³ che dovrebbero essere completati tra il 2008 e il 2011. Altri importanti progetti, previsti in esercizio dopo il 2010, sono attualmente in fase di studio di fattibilità o di analisi di ingegneria (tavola 5.9).

Il più vicino alla realizzazione è il progetto di Interconnessione Grecia - Italia (IGI) che è già in fase studio di ingegneria e potrebbe entrare in esercizio nel 2010, permettendo l'importazione di oltre 8 miliardi di m³/anno di gas in transito dalla Turchia, proveniente dalla Russia, dal Caucaso e dall'Iran. Il progetto è stato incluso nel programma comunitario TEN (Trans European Networks) e ha ottenuto i relativi finanziamenti. Un progetto concorrente, anch'esso finanziato nell'ambito del programma TEN è il gasdotto noto come Trans Adriatic Pipeline, che attraverserebbe l'Adriatico passando per l'Albania, svolgendo sostanzialmente la stessa funzione dell'IGC. L'unico dei grandi progetti di gasdotti di importazione a non essere stato inserito nel programma TEN è il GALSI (Gasdotto Algeria Italia attraverso la Sardegna). Questi due progetti non hanno ancora terminato i relativi studi di fattibilità e non potrebbero essere operativi che dopo il 2010.

Tavola 5.9 Nuovi progetti di gasdotti

	Capacità G(m ³)	Data di inizio esercizio	Proponente	Stato di avanzamento
IGI (Interconnettore Grecia - Italia)	8 - 10	2010	Edison e DEPA	Ingegneria in corso.
Algeria - Sardegna - Corsica - Italia	10	ND	Edison, Wintershall, Sonatrach, ecc.	Studio di fattibilità nel 2006.
TAP (TransAdriatic Pipeline)	10	ND	EGL	Studio di fattibilità nel 2007.
InterconnectTirol (Bressanone - Innsbruck)	1 - 2	ND		Studio di fattibilità nel 2006

Fonte: Ministero delle attività produttive.

Terminali di GNL

Lo stato di avanzamento complessivo dei progetti di GNL italiani non è progredito significativamente rispetto alla situazione segnalata nell'anno precedente. Con riferimento agli unici due terminali che avevano ricevuto l'autorizzazione a procedere, le attività di costruzione proseguono sul terminale Rovigo ma sono praticamente ferme sul terminale

di Brindisi. L'autorizzazione alla realizzazione del terminale di Toscana offshore sembra legata allo spostamento del terminale a più opportuno sito. Il progetto di San Ferdinando è stato fuso con quello di Gioia Tauro. Per questo e i rimanenti progetti vi sono stati modesti progressi negli iter autorizzativi. Nel contempo si osserva anche un lieve aumento nelle capacità media dei progetti da circa 7,5 a 8,5 miliardi di m³/anno.

Tavola 5.10 Stato di avanzamento dei nuovi terminali di GNL

Terminale	Capacità G(m ³)/anno	Società proponente	Stato autorizzativo
Brindisi	8	BG Group	Autorizzato ma contestato dalle nuove autorità locali.
Rovigo	8	Edison - ExxonMobil - Qatar Petroleum	Lavori sulla struttura e sui serbatoi a buon punto.
Rosignano	8	Edison - BP - Solvay	Modifiche richieste dalle autorità locali.
Toscana offshore	3 - 6	Olt Lng Terminal	Spostamento del progetto chiesto dalle autorità locali.
Trieste Zaule	8	Gas Natural	VIA in corso di realizzazione.
Trieste offshore	8	Endesa	Ancora in fase preliminare.
Gioia Tauro	12	Società Petrolifera Gioia Tauro	VIA in corso di realizzazione.
Taranto	8	Gas Natural	VIA in corso di realizzazione.
Porto Empedocle	8 - 12	Nuove Energie	Procedura avviata con la Conferenza dei servizi.
Priolo - Augusta - Melilli	8 - 12	Erg Power & Gas - Shell Energy Europe	VIA in corso di realizzazione.

Fonte: Ministero delle attività produttive.

Stoccaggi

La tavola 5.11 riporta lo stato di avanzamento delle concessioni per nuovi siti di stoccaggio da parte del Ministero delle attività produttive, che riguardano sia giacimenti di gas esausti che acquiferi in unità litologiche profonde. Il Ministero intende accelerare il massimo possibile la realizzazione dei nuovi campi in modo che siano operativi entro il 2009, anche attraverso l'esenzione parziale dall'obbligo di accesso a terzi (attualmente prevista in un massimo di 80 % della capacità per 20 anni).

Nell'ipotesi che gli stoccaggi vengano tutti realizzati, la capacità totale di working gas aumenterebbe da 13,2 miliardi di m³ nel 2005 (13,8 miliardi nel 2006) a circa 22 miliardi nell'orizzonte del 2009- 10; nel contempo la capacità massima di erogazione aumenterebbe dall'attuale 253 milioni di m³/giorno a 347 milioni.

Tavola 5.11 Concessioni di stoccaggio a marzo 2006

Progetto	Tipo	Working gas M(m ³)	Erogazione di punta M(m ³)/giorno	Anno di avvio dell'iter	Assegnatario	Stato di avanzamento
Alfonsine	Giacimento	1.650	15,0	n.d.	Stogit	MSE sta valutando il programma di sviluppo.
Bordolano	Giacimento	1.350	16,3	2006	Stogit	MSE sta valutando il programma di sviluppo.
Cornegliano	Giacimento	800	16,5	2004	Gas Storage	Il MATT ³³ deve fare lo screening.
Cotignola – San Potito	Giacimento	915	8,0	2004	Edison Stoccaggio	VIA in attuazione.
Cugno le Macine – Serra Pizzuta	Giacimento	742	6,6	2004	Geogas	Il MATT deve fare lo screening.
Rivara	Acquifero	3.000	32,0	2004	IGM	Il MATT deve fare lo screening.
TOTALE		8.457	94,4			

Fonte: Ministero delle attività produttive.

Ruolo del regolatore e di altre autorità

Fornitore di ultima istanza

Non vi sono state modifiche nella disciplina del fornitore di ultima istanza nel corso del 2005. Sono solo cambiati tre soggetti fornitori per un cambio di denominazione sociale e per due fusioni per incorporazione societaria³⁴.

Si ricorda che il fornitore di ultima istanza riguarda esclusivamente le forniture di gas naturale ai clienti finali con consumi non superiori a 200.000 m³ che, per motivi indipendenti dalla loro volontà, sono sprovvisti di un soggetto venditore di gas autorizzato dal Ministero. In base al decreto del MAP del 12 febbraio 2004 è stato selezionato un fornitore di ultima istanza in corrispondenza a ciascuna delle 17 aree di prelievo connesse ai punti di uscita della rete nazionale. La selezione tra domande concorrenti è stata limitata alle imprese in grado di fornire adeguate garanzie tecniche e finanziarie per l'effettuazione del servizio, e tra i soggetti che:

- già fornivano gas naturale a clienti finali nella specifica area di prelievo;
- avevano fornito nel 2003 a livello nazionale un volume di gas naturale non inferiore a 15 milioni di m³;
- non risultavano avere venduto i maggiori volumi di gas nella specifica area di prelievo;
- non erano stati individuati come fornitore di ultima istanza in altre aree di prelievo ;
- si impegnavano ad applicare un prezzo di fornitura del gas naturale ridotto rispetto al prezzo di riferimento stabilito dall'Autorità.

³³ Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio.

³⁴ Comunicazione del MAP del 18 maggio 2006.

Il decreto del 12 febbraio 2004 stabilisce che il fornitore di ultima istanza subentra di diritto nei contratti sottoscritti dal precedente fornitore con imprese di trasporto, distribuzione e stoccaggio, per le quote relative ai clienti finali ad esso trasferiti, avvalendosi, per le esigenze di stoccaggio di modulazione, del trasferimento della corrispondente capacità di modulazione attribuita al precedente fornitore.

Nel periodo in osservazione non si hanno notizie di subentri da parte del fornitore di ultima istanza in nessuna delle aree di prelievo.

Incentivi per aumentare la capacità delle infrastrutture

Meccanismi per la promozione e lo sviluppo dei nuovi investimenti hanno sempre ricevuto grande attenzione nei provvedimenti dell'Autorità attraverso: remunerazioni differenziate che premiano le nuove infrastrutture e incentivi ad aumentare l'output delle attività regolate. Inoltre, è dal 2002 che l'Autorità ha promosso gli investimenti in nuove infrastrutture del gas attraverso l'esenzione dalla disciplina del diritto di accesso di terzi ai sostenitori dei nuovi investimenti³⁵. Tali provvedimenti sono stati ripresi nella normativa nazionale (legge 12 dicembre 2002, n. 273, confermate dalla Direttiva europea 2003/55/CE e di nuovo ripresi nella legge 23 agosto 2004, n. 239), che differenziava tra esenzioni nel caso di infrastrutture per l'importazione da Stati membri e allocazione prioritaria nel caso di infrastrutture per l'importazione da Stati non appartenenti all'Unione europea³⁶.

Più recentemente il decreto 28 aprile 2006 di attuazione delle disposizioni contenute nella legge n. 239/04 ha stabilito le modalità di accesso alla rete nazionale dei gasdotti nel caso di esenzione dal diritto di accesso dei terzi a nuove interconnessioni con le reti europee di trasporto di gas naturale, a nuovi terminali di rigassificazione e relativi potenziamenti, e al riconoscimento dell'allocazione prioritaria. Lo stesso decreto stabilisce i criteri di efficienza, economicità e sicurezza in base ai quali l'Autorità definisce le procedure per l'assegnazione della residua quota di capacità non oggetto di esenzione o di allocazione prioritaria.

Disponibilità di stoccaggio per il servizio pubblico

Nella maggior parte dell'Italia, i consumi di gas per riscaldamento rappresentano oltre l'80% dei consumi totali di gas del settore domestico. È pertanto particolarmente critica la corretta modulazione delle forniture, come del resto rilevato nel decreto legislativo n. 164/00 con il quale è stato originariamente liberalizzato il settore del gas. Tale decreto impone:

- ai soggetti che svolgono attività di vendita ai clienti con consumo annuo inferiore o pari a 200.000 m³ di fornire il servizio di modulazione e di punta stagionale, giornaliera e oraria richiesta dai clienti stessi;
- all'Autorità di determinare gli obblighi di modulazione per il periodo di punta stagionale per ciascun comune (in funzione dei valori climatici) e i criteri per la determinazione delle capacità di stoccaggio associate alla domanda degli stessi clienti.

Nuove disposizioni sono state emanate nel corso del 2005 in relazione al codice di stoccaggio e a seguito dell'emergenza gas dell'inverno 2005 - 06 al fine di prevenire

³⁵ Delibere 15 maggio 2002, n. 91 e 17 luglio 2002, n. 137.

³⁶ Rispettivamente articoli 17 e 18.

condizioni di criticità, soprattutto nel settore domestico. In particolare, la deliberazione 21 giugno 2005, n. 119 ha previsto: corrispettivi di bilanciamento volti ad assicurare la tempestiva reintegrazione degli stoccaggi in caso di utilizzo di capacità superiore a quanto impegnato, nonché più dettagliate disposizioni per il coordinamento tra le imprese di stoccaggio e quelle di trasporto. Con particolare riferimento ai clienti domestici, questa deliberazione ha stabilito che l'utente degli stoccaggi che attivi una nuova fornitura nei confronti di un cliente finale domestico in precedenza servito da un altro utente, ha titolo al trasferimento della capacità di stoccaggio di modulazione (spazio e punta) conferita al precedente fornitore.

Inoltre, la deliberazione 30 gennaio 2006, n. 21, emanata in piena emergenza gas, ha disposto la determinazione dei corrispettivi per l'utilizzo del gas della riserva strategica solo alla fine dell'anno termico, in modo da evitare che la loro conoscenza con mesi di anticipo possa incoraggiare manovre speculative con arbitraggi tra questo gas e altre fonti, spinte da impennate improvvise dei prezzi.

6 OBBLIGHI RELATIVI AL SERVIZIO PUBBLICO E TUTELA DEI CONSUMATORI

Fornitura al mercato finale

I soggetti esercenti la vendita di gas naturale devono essere separati societariamente dai distributori ed autorizzati a svolgere l'attività di vendita dal Ministero dello sviluppo economico³⁷. Al marzo 2006 le società di vendita autorizzate erano 386. Per la richiesta di autorizzazione le imprese devono dimostrare la provenienza del gas e il possesso dei contratti di trasporto, sufficienti capacità di modulazione e stoccaggio, nonché capacità tecniche e finanziarie adeguate. I soggetti titolari delle autorizzazioni sono tenuti, inoltre, a rispettare gli obblighi relativi ai servizi di fornitura definiti dall'Autorità (vedi oltre) nonché quelli informativi (comunicazione all'Autorità e il Ministero dei dati mensili di vendita e prezzi medi di vendita), pena la sospensione, il ritiro parziale o totale dell'autorizzazione. Nel 2004 il Ministero ha provveduto ad individuare, per ciascuna delle 17 aree di prelievo individuate, il fornitore di ultima istanza tenuto ad assicurare la continuità di approvvigionamento di gas naturale ai clienti finali con consumi non superiori a 200.000 m³.

Nel settore elettrico, invece, non esiste alcun tipo di autorizzazione per svolgere l'attività di vendita di energia elettrica sul mercato finale, né è individuata la figura del fornitore di ultima istanza. In ogni caso qualora i clienti non trovassero un fornitore sul mercato, l'Acquirente Unico garantirebbe loro la somministrazione di energia elettrica. Sul mercato vincolato l'attività di vendita è esercitata generalmente dalle società distributrici (fanno eccezione alcune società che hanno costituito apposite società per svolgere l'attività di vendita - sia nel mercato libero che in quello vincolato - separate dalla società che svolge attività di distribuzione). Su quello libero, di norma l'attività di vendita è svolta dal grossista, definito come la persona fisica o giuridica che acquista e vende energia elettrica senza esercitare alcuna attività di produzione, trasmissione e distribuzione in alcun Paese dell'Unione Europea.

Obblighi dei fornitori, condizioni di fornitura e tutela dei consumatori

Gli obblighi a carico dei fornitori nei due settori sono in massima parte definiti dalla regolazione non di prezzo dell'Autorità e volti primariamente alla tutela dei consumatori. Questi riguardano:

- la qualità commerciale, la continuità e la sicurezza dei servizi forniti;
- la trasparenza dei documenti di fatturazione e l'informazione dei consumatori;
- le condizioni contrattuali di fornitura minime inderogabili;
- i Codici di condotta commerciale che devono essere rispettati dai fornitori;
- la gestione dei reclami .

³⁷ Sino al maggio 2006, Ministero per le attività produttive (MAP).

La mancata osservanza degli standard di qualità commerciale specifici o individuali, nonché la violazione di alcune clausole contrattuali danno diritto ad un indennizzo automatico; fra il 2004 e il 2005 gli indennizzi automatici ai clienti finali per il mancato rispetto degli standard commerciali sono aumentati nel settore del gas da 18.692 a 29.522 e nel settore elettrico da 48.183 a 59.497.

La regolazione della qualità del servizio è disciplinata da un sistema di obblighi di comunicazione di dati da parte degli esercenti, nonché incentivi e penalità per gli stessi per il raggiungimento di performance obiettivo. In caso di mancata osservanza degli obblighi di sicurezza, così come delle condizioni contrattuali nonché dei Codici di condotta l'Autorità ha un potere sanzionatorio nei confronti degli esercenti. Nel caso del Codice di condotta commerciale del settore del gas, il mancato rispetto da parte dell'esercente può arrivare alla sospensione o revoca della autorizzazione alla vendita da parte del Ministero.

Le performance richieste ai fornitori per garantire standard di qualità commerciale uniformi sul territorio, gli obblighi in materia di sicurezza e la regolazione volta a migliorare la continuità dei servizi resi sono trattati separatamente per i due settori dell'elettricità e del gas rispettivamente nel Capitolo 3 e 4 del presente Rapporto.

Trasparenza delle bollette e informazioni ai consumatori

La disponibilità di bollette chiare e trasparenti è di importanza fondamentale sia per tutelare alcuni diritti fondamentali dei clienti (verifica degli addebiti e rettifica di eventuali errori, gestione e programmazione delle spese nonché controllo dei consumi e risparmio energetico) nonché per agevolare il confronto dei prezzi nel momento dell'eventuale passaggio al mercato libero. L'Autorità ha provveduto a definire tutte le informazioni relative ai consumi, ai corrispettivi e alle condizioni di fornitura che devono obbligatoriamente essere presenti nei documenti di fatturazione. Le regole di trasparenza e informazione obbligatorie per le bollette sono in vigore dal 1999, per il settore gas, e dal 2000 per quello elettrico. Queste riguardano:

- contratto e fornitura: dati identificativi del cliente e del contratto, caratteristiche della fornitura, tariffa o opzione tariffaria applicata;
- contratto e fornitura: nome del cliente e indirizzo della fornitura, caratteristiche del servizio, tariffa applicata;
- fatturazione: data di emissione della bolletta, periodo di riferimento;
- consumi: data delle letture o autoletture, energia consumata (in kWh o m3);
- consumi: data delle letture, energia consumata (kWh o m3);
- addebiti in dettaglio: indicazione separata delle quote fisse e variabili, delle imposte, degli eventuali accrediti (ad esempio indennizzi automatici);
- addebiti diversi: indicazione separata degli addebiti per servizi diversi dalla fornitura di energia, che il cliente può chiedere di pagare separatamente;
- pagamento: data di scadenza, modalità di pagamento, situazione dei pagamenti.

Sono previsti anche specifici obblighi informativi relativi alle possibilità di rateizzazione, nei casi in cui il cliente ne abbia diritto, alle conseguenze in caso di mancato pagamento, al servizio guasti e al pronto intervento. Una volta l'anno i fornitori sono tenuti ad informare

inoltre i clienti sugli standard di qualità definiti dall'Autorità e sulle performance effettivamente raggiunte dal fornitore, a dare un'informazione sulle variazioni dei consumi medi giornalieri di energia elettrica; sul dettaglio delle componenti dovute per la copertura dei costi sostenuti nell'interesse generale e degli oneri generali afferenti al sistema elettrico; sulle opzioni tariffarie più convenienti, se diverse da quella applicata, sull'assicurazione gas.

In vista della completa liberalizzazione del mercato elettrico, nel luglio 2006 sono state ridefinite le regole di trasparenza dei documenti di fatturazione che entreranno in vigore per tutti i clienti in bassa tensione, del mercato sia libero sia vincolato, il 1° gennaio 2007. Queste richiedono che le informazioni in bolletta siano riportate in due quadri distinti:

- un quadro sintetico per le principali voci componenti l'importo totale della bolletta; ciò per consentire al cliente di conoscere in modo immediato la spesa complessiva, in relazione alle caratteristiche della fornitura, ai consumi e al prezzo applicato;
- un quadro di dettaglio che permette ai clienti, eventualmente interessati, un'analisi più approfondita di tutti gli elementi costitutivi del prezzo e dei calcoli che portano alla determinazione dell'importo finale della bolletta; il quadro di dettaglio può inoltre rappresentare un valido aiuto per valutare e confrontare le offerte che verranno proposte dai fornitori in concorrenza; per i clienti domestici è prevista una versione "semplificata" del quadro di dettaglio.

Sono state inoltre riviste le informazioni aggiuntive contenute nella bolletta, con lo scopo, da un lato, di agevolare il cliente nel suo rapporto con il fornitore di energia elettrica (i.e. le procedure per i reclami) e, dall'altro, di renderlo più informato circa la propria tipologia di consumo (i.e. i consumi medi giornalieri e sui consumi annuali, laddove possibile ripartiti in fasce orarie). Almeno una volta l'anno il cliente deve anche essere informato circa il mix di fonti che caratterizzano la produzione nazionale di energia elettrica; la descrizione del mix riguarderà la tipologia degli impianti, delle fonti e dei combustibili utilizzati per la generazione elettrica. Sono pertanto così solo parzialmente implementate le disposizioni della Direttiva Europea 2003/54/CE secondo cui i fornitori di energia elettrica devono specificare nelle fatture e in tutto il materiale promozionale inviato ai clienti finali la quota di ciascuna fonte energetica nel mix complessivo di combustibili utilizzato dall'impresa fornitrice nell'anno precedente.

Condizioni contrattuali di fornitura

L'Autorità ha definito le condizioni contrattuali di fornitura che devono obbligatoriamente essere rispettate nei contratti di fornitura; queste, in vigore dal luglio 2000 per il servizio elettrico e dal 2003 per quello del gas naturale, sono minime ed inderogabili per tutti i fornitori sul territorio nazionale.

Le condizioni contrattuali di fornitura riguardano la lettura del contatore, la periodicità di fatturazione dei consumi, le modalità di calcolo dei consumi, i tempi e le modalità di pagamento della bolletta, la morosità del cliente, le modalità e i tempi di sospensione della fornitura, la rateizzazione dei pagamenti, il deposito cauzionale, le modalità con cui inoltrare un reclamo, le modalità di ricostruzione dei consumi in caso di malfunzionamento del contatore (solo per il settore elettrico). Nel settore elettrico queste condizioni riguardano tutti i clienti vincolati (con l'eccezione dei clienti alimentati in alta

tensione e dell'illuminazione pubblica); nell'ambito della contrattazione bilaterale, invece, l'unico aspetto normato riguarda il recesso. Nel luglio 2006 l'Autorità, a seguito di numerosi reclami dei consumatori e segnalazioni delle associazioni dei consumatori, ha rafforzato e aggiornato per il settore elettrico le regole di rateizzazione per il cliente finale, a fronte di bollette di conguaglio particolarmente onerose. E' stata introdotta, come garanzia aggiuntiva per i consumatori, una disposizione circa il numero minimo di rate che l'esercente è tenuto ad accordare, è stato previsto il principio di non cumulabilità delle rate in una stessa bolletta e che la periodicità di pagamento sia conforme alla periodicità di fatturazione.

Per preservare la possibilità del cliente e dell'esercente di individuare eventuali soluzioni più personalizzate, è fatta salva la facoltà delle parti di definire un diverso accordo.

Nel settore del gas naturale le condizioni contrattuali di fornitura devono essere obbligatoriamente proposte come condizioni contrattuali minime di riferimento a tutti i clienti del mercato del gas naturale; in alternativa a queste il cliente può scegliere altre condizioni proposte dall'esercente.

Codici di condotta commerciali

Nel settore del gas naturale, come ampiamente illustrato nel Rapporto dello scorso anno, è in vigore (con effetto retroattivo per i contratti stipulati a decorrere dal gennaio 2003) un Codice di condotta commerciale che sono tenuti a rispettare tutti i venditori del mercato liberalizzato del gas che intendano presentare offerte commerciali ai consumatori di piccole dimensioni (famiglie, condomini, operatori con consumi annui fino a 200.000 m³).

Il Codice di condotta commerciale per la vendita di gas individua anche le principali clausole che devono essere contenute nei contratti.

Relativamente al settore elettrico nel maggio 2006 è stato approvato anche il Codice di condotta commerciale per la tutela dei clienti "idonei" in bassa tensione compresi i clienti domestici che, a partire dal 1° luglio 2007, potranno esercitare il diritto di scelta del proprio fornitore.

Come nel settore del gas, il Codice di condotta commerciale è uno strumento per permettere una scelta coerente e trasparente fra le diverse offerte che i clienti incontrano nell'affacciarsi sul mercato libero. Particolare tutela viene data alla fase pre-contrattuale, ovvero le regole di correttezza e trasparenza che gli operatori venditori devono applicare nelle fasi di promozione delle offerte, di conclusione del contratto e di modifica del contratto già stipulato: queste riguardano la trasparenza delle informazioni, la correttezza nell'utilizzo delle diverse tecniche di vendita, l'informazione completa circa il contenuto delle offerte economiche e contrattuali, la confrontabilità dei prezzi, la chiarezza dei contratti e la semplicità del linguaggio utilizzato. In particolare, il Codice:

- si applica a tutti i soggetti esercenti l'attività di vendita di energia elettrica nei confronti dei clienti idonei finali connessi in bassa tensione;
- fissa le regole generali di correttezza da osservare nella promozione delle offerte commerciali; individua gli elementi minimi essenziali delle comunicazioni a scopo commerciale e i principi generali per evitare comportamenti scorretti nelle attività di promozione presso i clienti idonei finali;

- indica le informazioni minime relative alle condizioni economiche e contrattuali di un'offerta commerciale che devono essere rese note ai clienti idonei finali prima della conclusione di un nuovo contratto, anche al fine di consentire la confrontabilità tra offerte diverse;
- fissa i criteri per la redazione dei contratti, stabilisce che l'esercente, nell'attività di vendita, deve consegnare al cliente copia integrale del contratto, una nota informativa predisposta dall'Autorità e una scheda di riepilogo dei corrispettivi;
- estende, analogamente a quanto previsto dal Codice di condotta commerciale per la vendita di gas, anche ai clienti non domestici, che non rientrano nella definizione di consumatore, il diritto di ripensamento di cui al decreto legislativo n. 206/05 (Codice del consumo).

Il Codice, definendo regole di comportamento uniformi su tutto il territorio nazionale, garantisce inoltre che la competizione tra venditori si svolga a parità di condizioni e costituisce, anche sotto questo aspetto, un elemento di stimolo alla concorrenza.

Condizioni di fornitura riferite all'Allegato A, Direttive elettricità e gas

Le misure a tutela del consumatore indicate nel Allegato A delle Direttive del 2003 sul mercato interno del gas e dell'elettricità, sono implementate in Italia nei due settori dalla normativa e dagli obblighi ai fornitori a tutela del consumatore citati nei paragrafi precedenti. In particolare la definizione dei Codici di condotta commerciale ha rafforzato la tutela sia per quanto riguarda le informazioni che devono essere fornite al cliente nella fase commerciale pre-contrattuale (trasparenza delle offerte, comportamenti dei venditori, informazioni minime e diritto di ripensamento), sia in quella contrattuale (conoscibilità del contratto e, per i contratti gas, clausole che devono essere specificate nei contratti, informazione al cliente in caso di modifiche del contratto), rafforzando così le misure previste ai punti a) e B9 dell'Allegato A alle direttive. Per quanto riguarda il punto c), alle condizioni economiche di riferimento obbligatorie definite dall'Autorità nel settore del gas e alle tariffe al mercato vincolato, così come alle performances sullo stato della qualità del servizio dei fornitori, è data ampia pubblicità sul sito web dell'Autorità. Gli esercenti stessi sono poi tenuti a dare ampia e trasparente pubblicità delle proprie offerte e performances in termini di qualità sia nella fase di offerta pre-contrattuale, sia con le informazioni che devono regolarmente fornire nei documenti di fatturazione. Le misure di cui al punto d) sono più che soddisfatte dalla regolamentazione in tema di condizioni contrattuali di fornitura (condizioni di riferimento per i clienti gas e condizioni minime e inderogabili per i clienti del mercato vincolato elettrico) che prevede che il fornitore debba fornire almeno una modalità di pagamento gratuita, che deve essere evidenziata in bolletta. Non sono previste spese per il cambio del fornitore in entrambi i settori (punto e) Allegato A).

Infine come illustrato nel Rapporto dello scorso anno (punto f) Allegato A) nella normativa che regola le condizioni contrattuali minime di fornitura sono definite anche le procedure di reclamo che non hanno subito variazioni nell'anno in corso. L'Autorità prevede inoltre, fra gli standard di qualità commerciale definiti per ambedue i settori, che i tempi di risposta ai reclami da parte degli esercenti, nel 90% dei casi non superino i 20 giorni lavorativi; lo standard dell'Autorità è rispettato mediamente nei due settori ed in molti casi superato.

Come segnalato nel Rapporto dello scorso anno, nel settore del gas naturale, è in vigore, per i clienti domestici sin dal 2004, un'assicurazione obbligatoria per infortuni, incendio e responsabilità civile che mette al riparo il cliente finale dai danni che derivassero da incidenti connessi con l'uso del gas. L'assicurazione è a favore di ogni cliente finale civile del gas fornito mediante una rete di distribuzione (escluso quindi il gas fornito tramite bombole), negli impianti di utilizzo domestico e non. Il costo in bolletta per i consumatori non è cambiato ed è rimasto pari a 0,40 € all'anno per cliente finale. Nell'anno termico 2004-2005 il numero di denunce per sinistri è stato di 56.

Il punto f) relativo all'informazione ai clienti del settore elettrico dei loro diritti ad un servizio universale, nonché nel gas del diritto ad un servizio con una certa qualità e prezzo sono ampiamente coperte dalla normativa a tutela del consumatore illustrata.

Trattamento dei consumatori vulnerabili

La normativa relativa al trattamento dei consumatori vulnerabili non si è modificata nell'anno in corso. Permane una disposizione generale di indirizzo ma non specifica nella legge 481/95, istitutiva dell'Autorità. Per quanto riguarda gli interventi di regolazione emanati, da segnalare il divieto di distacco, anche per morosità, dei consumatori che necessitano di energia elettrica per far funzionare macchinari medici vitali e di cura.

Sul versante tariffario, nel settore elettrico, al più tardi entro luglio 2007, verrà definita dall'Autorità la tariffa agevolata riservata ai clienti economicamente disagiati; questi ultimi saranno identificati in base a una soglia, definita dal Governo, di un indicatore del benessere socio-economico, ISEE (Indicatore della situazione economica equivalente) e da eventuali altre categorie di clienti ritenuti vulnerabili.

Nel settore gas è prevista la possibilità per le amministrazioni locali di costituire fondi - alimentati da un sovrapprezzo non superiore all'1% delle tariffe di distribuzione, al netto delle imposte - a copertura di spese relative alla fornitura del gas a clienti in condizioni economiche disagiate, ad anziani e disabili, secondo criteri definiti dagli enti locali stessi. Per l'anno termico 2004 -2005 erano 288 su 7.200 i comuni metanizzati che hanno attivato tale procedura per circa 4 milioni di utenti su circa 18 milioni in totale.

Distacchi per morosità

Le condizioni contrattuali della fornitura definite dall'Autorità - ed in vigore dal 2000 per il settore elettrico e dal 2003 per quello del gas - 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 che nel settore elettrico nel 2004 sono state pari a 310.540 (clienti alimentati in bassa tensione), mentre nel settore del gas naturale esse sono state pari a 39.279 (clienti finali alimentati in bassa pressione). Sono

infatti regolati, fra gli standard di qualità commerciale obbligatori per i fornitori, i tempi massimi di riattivazione a seguito di una sospensione per morosità; nel caso di mancato rispetto di tali tempi (1 giorno feriale nel settore elettrico e 2 in quello del gas) gli esercenti sono tenuti al pagamento di un indennizzo al consumatore.

Regolazione tariffaria e dei prezzi finali

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

Per il settore elettrico (trasmissione e distribuzione), il periodo di regolazione 2004 - 2008 è tuttora in vigore e pertanto i coefficienti di recupero di produttività sono rimasti invariati rispetto allo scorso anno. Per il settore del gas nel corso del 2005 si sono conclusi i primi periodi di regolazione sia delle tariffe di trasporto che di utilizzo dei terminali di GNL e sono stati pertanto rivisti anche i rispettivi parametri di recupero di efficienza; per le tariffe dello stoccaggio il primo periodo si è concluso nel marzo 2006.

Tavola 6.1 Coefficienti di recupero della produttività al luglio 2006

SETTORE ELETTRICO		SETTORE GAS NATURALE	
Trasmissione (2004 - 2007)	2,5%	Trasmissione (2005 - 2009)	2% (<i>capacity</i>) 3,5% (<i>commodity</i>)
		Distribuzione (2004 - 2008) ^(A)	5% (solo sul 58,16 del vincolo sui ricavi)
Distribuzione (2004 - 2007)	3,5%	Rigassificazione GNL (2005 - 2009)	1,5% (<i>capacity</i>) 1,5% (<i>commodity</i>)
		Stoccaggio (2006-2010)	1,5% (<i>capacity</i>) 2,0% (<i>commodity</i>)

(A) La tariffa e coefficienti verranno rivisti nel settembre 2006.

Nel settore elettrico in cui esiste ancora un mercato vincolato - costituito dai clienti domestici e i clienti non domestici che hanno scelto di non approvvigionarsi sul mercato libero - i prezzi finali pagati dai clienti domestici e vincolati sono tariffe e non prezzi di mercato.

Il settore del gas naturale è interamente liberalizzato sin dal gennaio 2003, ma, dato che nel mercato della vendita ai clienti finali la concorrenza stenta a decollare, l'Autorità ha ritenuto di dover porre condizioni di maggior tutela nei confronti dei clienti finali. Sin dal 2003 società di vendita del gas naturale devono obbligatoriamente offrire condizioni economiche di riferimento, calcolate in base a criteri definiti dall'Autorità, accanto ad eventuali proprie offerte per i clienti finali con consumi inferiori ai 200.000 m³. I risultati dell'indagine sulle condizioni di vendita del gas naturale in Italia, condotta dall'Autorità nel 2005 e pubblicata su internet il 16 febbraio 2006 (Situazione del mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali in Italia), hanno confermato il permanere di condizioni non

concorrenziali in questo segmento di mercato e pertanto l'esigenza di mantenere prezzi di riferimento quali forme di protezione dei consumatori.

Nel settore del gas naturale oltre il 90% del gas consumato da clienti domestici è approvvigionato tramite condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità ed è rimasto stabile rispetto all'anno passato; altrettanto stabili risultano le quote di gas approvvigionato non a prezzi di mercato nel settore del commercio e servizi, nell'industria e nella generazione elettrica rispettivamente del 72,1%, del 5,6 % e dello 0,01 %.

Nel settore elettrico i clienti domestici restano per il 100 % riforniti sul mercato vincolato (saranno clienti idonei solo a partire dal luglio 2007), mentre l'energia prelevata dalla rete dai clienti non domestici acquistata sul mercato vincolato è diminuita di circa il 3,5 % rispetto all'anno precedente.

Tavola 6.2 Regolazione dei prezzi finali

	Elettricità			Gas			
	Grandi imprese industriali	Piccole-medie imprese industriali e commerciali	Settore domestico	Usi termoelettrici	Imprese industriali	Imprese commerciali e di servizi	Piccolissime imprese e settore domestico
Esistenza tariffa regolata (S/N)	S ^(A)	S ^(A)	S ^(A)	N	N	N ^(B)	S ^(B)
% clienti a tariffa regolata	38,8		100	0,01	5,6	72,5 ^(C)	90,7 ^(D)
Possibilità di tornare alla tariffa regolata (S/N)	S	S	n.r.	S	S	S	S
N. fornitori con obbligo di proposta tariffaria	168 ^(E)			380 ^(F)			

(A) Solo i clienti domestici sono obbligati ad acquistare energia elettrica a tariffe regolate perché non sono clienti idonei. I clienti non domestici possono scegliere se fornirsi sul mercato libero o sul mercato vincolato.

(B) I clienti di questo settore che abbiano consumi inferiori a 200.000 m³ possono accettare le condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità.

(C) Con riferimento alle imprese commerciali e di servizi di qualsiasi dimensione.

(D) Solo con riferimento al settore domestico.

(E) Distributori al 30 giugno 2006.

(F) Dato al 31 marzo 2006.