



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**Indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari
delle imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia**

*Audizione alla Camera dei Deputati
X Commissione Attività Produttive, Commercio e Turismo
Memoria presentata dal Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas
Dott. Ing. Alessandro Ortis*

Roma, 19 gennaio 2006

Signor Presidente,
Onorevoli Commissari,

desidero innanzitutto ringraziare Loro per aver voluto questa indagine, che si sviluppa in un momento importante e delicato per l'evoluzione a breve, le prospettive di sviluppo e le liberalizzazioni riguardanti il settore energetico.

L'iniziativa della Commissione conferma, per altro, le intenzioni espresse anche dai Presidenti del Senato e della Camera per un consolidamento dei rapporti Parlamento - Autorità di regolazione, realizzato anche attraverso lo strumento delle audizioni presso le Commissioni competenti.

Nel recente mese di dicembre, in audizione al Senato, ho presentato un aggiornamento circa alcuni dei temi trattati con la Relazione al Parlamento ed al Governo, del giugno 2005, sullo stato dei servizi del settore energetico e sull'attività svolta. Ora mi accingo a fornir Loro un aggiornamento simile, ma integrato da considerazioni specificamente attinenti le tematiche oggetto di questa indagine conoscitiva e messo ulteriormente a punto a seguito degli eventi più recenti.

Fra quest'ultimi vanno citati, quelli climatici, di mercato e di politica internazionale, che da alcune settimane stanno interessando il settore degli idrocarburi e del gas in particolare. Si tratta di una situazione che, riguardando *in primis* la sicurezza delle forniture, sta meritando tutta l'attenzione che il Ministero delle Attività Produttive sta ad essa dedicando, anche attraverso il Comitato tecnico di emergenza e monitoraggio. Devono essere affrontati, anche in assenza di nuove tensioni internazionali, significativi problemi di disponibilità per la modulazione nel settore del gas la cui ampiezza dipenderà da fattori meteorologici.

L'Autorità, nel rispetto delle competenze e delle strategie per la sicurezza proprie del Governo, ha da tempo posto in atto tutti gli strumenti a sua disposizione per sostenere tali strategie e che includono, oltre alle citate segnalazioni, da una parte incentivi alle nuove infrastrutture, dall'altra istruttorie a fini sanzionatori nei confronti di Stogit. Oltre a ciò, nel mese di dicembre l'Autorità ha deliberato un [provvedimento](#) tariffario destinato a raccogliere le risorse necessarie ad incrementare l'adesione all' "interrompibilità" dei consumi di utilizzatori a ciò disponibili; con ciò siamo pronti a mettere in atto ogni ulteriore misura che il Governo vorrà disporre nell'ambito dei suoi poteri.

Come si dirà nel seguito, le cause di tale situazione sono note e riconducibili anche ad una strategia di contenimento dell'offerta posta in atto negli ultimi anni dall'operatore dominante che dispone, oltre alla rete nazionale ed alle attuali infrastrutture di approvvigionamento dall'estero, anche della quasi totalità degli stoccaggi nazionali.

Ciò sottolinea l'importanza delle segnalazioni e delle relazioni che, in merito al mercato ed allo sviluppo infrastrutturale del settore gas, l'Autorità ha in passato posto anche all'attenzione di questa Commissione.

1. LA CONGIUNTURA INTERNAZIONALE

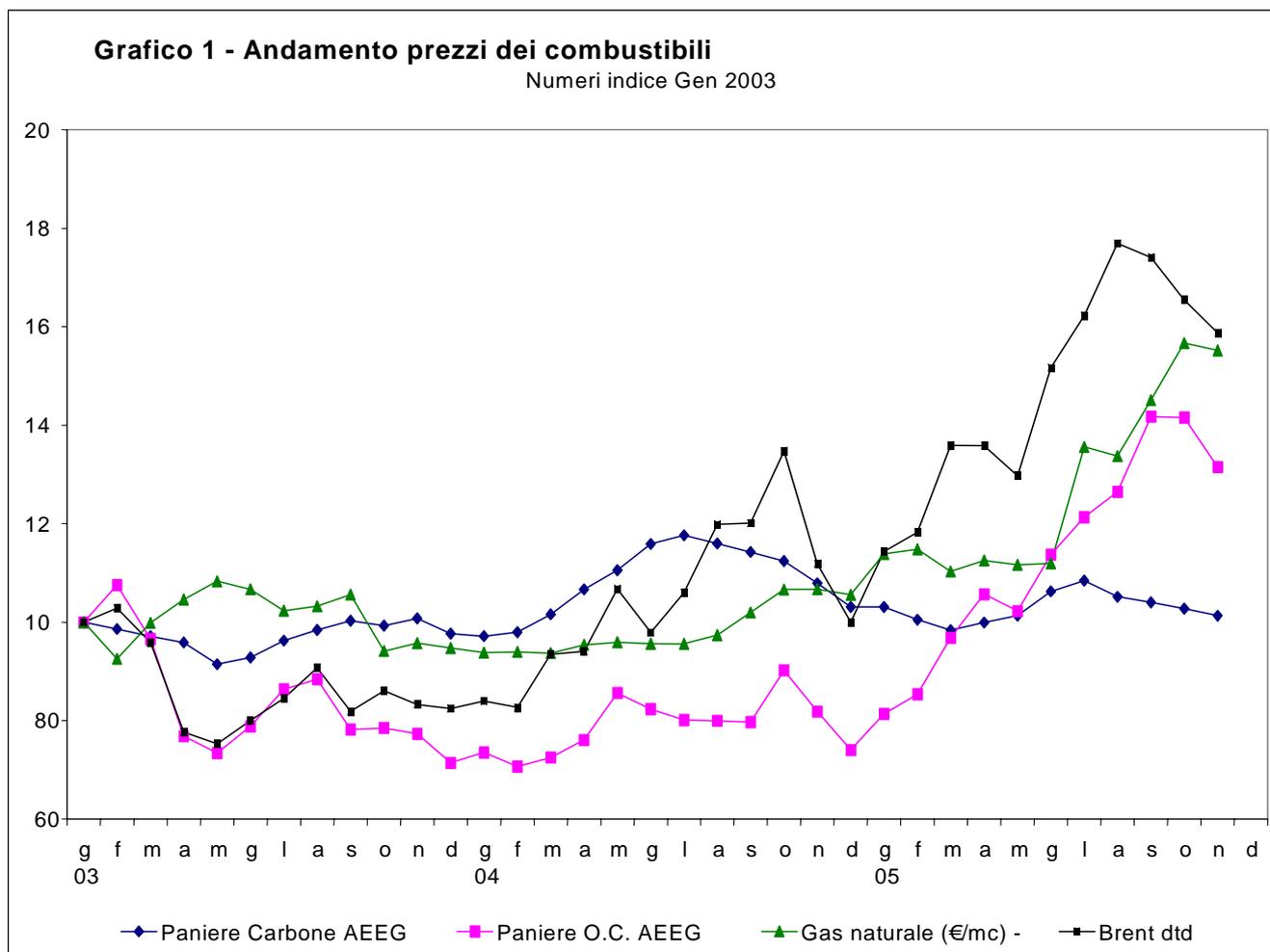
Durante gli ultimi mesi, l'Autorità è stata impegnata nel contribuire a governare, per quanto possibile, gli effetti di uno scenario internazionale ancora caratterizzato da un alto e persistente livello dei prezzi degli idrocarburi e da problematiche di approvvigionamento degli stessi, che incidono inevitabilmente anche su disponibilità, prezzi e tariffe di elettricità e gas per i consumatori finali.

Il prezzo del petrolio, da cui ancora molto dipende il nostro sistema energetico, ha raggiunto quotazioni triplicate rispetto alla media degli anni novanta.

Le tensioni sui mercati petroliferi internazionali, particolarmente accentuate nel corso del 2005, sono solo in parte rientrate sul finire dell'anno. Le quotazioni del greggio, dopo aver raggiunto i 70 dollari al barile anche a causa di disastri naturali, si sono successivamente attestate tra i 55 e i 60 dollari al barile. A fine 2005 il prezzo di riferimento del greggio per i mercati europei si è collocato a oltre 57 dollari al barile, in aumento del 44% rispetto all'anno precedente; per tali costi si deve, per altro, tener conto delle variazioni del tasso di cambio dollaro/euro. Alla fine del 2005, le

prospettive per il 2006, sulla base della dinamica attesa della domanda e dell'offerta, lasciavano prevedere un processo di stabilizzazione dei prezzi del greggio su livelli analoghi o lievemente inferiori alla media del 2005 (circa 54 dollari al barile per il Brent). Le nuove crisi internazionali sopraggiunte in queste settimane – quelle ucraina, iraniana e nigeriana - hanno pericolosamente riportato i prezzi ben sopra i 60 dollari al barile, accentuando la percezione dei rischi connessi con i problemi strutturali del settore, quali le carenze internazionali di capacità produttiva e raffinazione. Questi rischi stanno trovando riflesso nei prezzi dei contratti *future* che indicano ancora valori molto elevati per i prossimi anni.

Come si rileva dal Grafico 1, il prezzo dell'olio combustibile mostra un'elevata correlazione con l'andamento del prezzo del greggio, mentre il prezzo del carbone mostra di esserne molto meno influenzato.



Il forte rialzo del prezzo del petrolio ha, invece, influenzato negativamente anche il mercato del gas naturale nonostante il maggiore equilibrio, in questo settore, tra domanda e offerta internazionale. Il prezzo medio del gas importato in Italia è infatti passato da 0,132 €/mc del gennaio 2003 a 0,198 €/mc del gennaio 2006 registrando una crescita pari al 50% - L'entità degli incrementi registrati non trova una diretta giustificazione di mercato specifico ma va ricondotta ad una eccessiva ed impropria dipendenza del prezzo del gas da quello dei prodotti petroliferi. In tale contesto l'Autorità ha ritenuto opportuno introdurre, nel sistema di aggiornamento trimestrale della componente materia prima, un "paniere" di combustibili di riferimento con un mix più coerente con la realtà corrente ed una clausola di salvaguardia che, in caso di rialzo del Brent superiore a 35\$ a barile, attenua i riflessi di quest'ultimo sui valori del gas. Questa clausola garantendo anche una maggiore stabilità per le tariffe consente peraltro di tutelare i consumatori finali rispetto ai picchi al rialzo dei mercati petroliferi coerente con la contrattualistica internazionale. Le clausole di salvaguardia

adottate prevedono pure per gli operatori la possibilità di rinegoziare le condizioni contrattuali di approvvigionamento, secondo le prassi che caratterizzano le best practice commerciali, finanziarie ed assicurative dei mercati internazionali del gas.

Considerato che dal gas naturale dipenderà in misura sempre maggiore anche la produzione nazionale di elettricità, l'Autorità ritiene necessario fare ogni sforzo per contribuire a disaccoppiare le dinamiche del prezzo del gas da quelle del petrolio incentivando: gli importatori ad adottare opportuni strumenti contrattuali; gli operatori a sviluppare le infrastrutture per diversificare le opzioni di approvvigionamento internazionale (incluse quelle per il gas naturale liquefatto), nonché per ampliare le capacità di stoccaggio (a livelli che consentano di incrementare non solo la sicurezza ma anche le opportunità commerciali). Si tratta di uno sforzo che deve coinvolgere operatori ed istituzioni (nazionali e locali), che necessita pure di iniziative europee ed internazionali. In questo senso appare interessante anche l'intenzione espressa, durante l'ultimo Consiglio dell'Unione Europea, per un'azione dell'UE tesa a promuovere processi di liberalizzazione e competizione anche all'interno dei Paesi fornitori di gas all'UE via rete (ad esempio Paesi dell'ex Unione Sovietica ed Algeria), nonché accordi affidabili e convenienti fra paesi consumatori e produttori.

Come è noto, la produzione elettrica, nel nostro Paese, è caratterizzata da una forte dipendenza, pari circa al 60 per cento, da gas naturale e olio combustibile (Tavola 1).

Tavola 1 - L'evoluzione del Mix produttivo

<i>GWh</i>	2002		2003		2004	
Totale termoelettrico	227.646,0	80%	238.291,4	81%	240.488,1	79%
<i>Combustibili solidi</i>	35.446,9	12%	38.813,3	13%	45.518,4	15%
<i>gas naturale</i>	99.413,8	35%	117.301,0	40%	129.772,1	43%
<i>prodotti petroliferi</i>	76.996,9	27%	65.771,0	22%	47.252,7	16%
<i>altri</i>	15.788,4	6%	16.406,1	6%	17.944,9	6%
Totale idrica (*)	47.262,0	17%	44.276,8	15%	49.908,0	16%
Totale altre rinnovabili	9.493	3%	11.297	4%	12.925,0	4%
Produzione lorda	284.401,2	100%	293.865,1	100%	303.321,1	100%

(*) include i pompaggi

La media europea (comprensiva del dato italiano) si affida, invece, per la stessa percentuale a carbone e nucleare. Perciò, vanno viste con favore tutte le azioni volte: alla diversificazione del mix dei combustibili e delle tecnologie per la produzione; allo sviluppo economicamente efficiente delle fonti rinnovabili; ad un forte impegno a favore di un sempre più razionale uso dell'energia. Tuttavia tali azioni di diversificazione delle componenti di produzione elettrica, anche se avviate nell'immediato, non potranno avere effetti rilevanti nel brevissimo termine; ciò implica che la produzione elettrica nazionale dipenderà nei prossimi anni in misura crescente dal gas naturale.

A tal proposito, la crisi verificatasi recentemente, in seguito alla riduzione di importazioni di gas dalla Russia, ha ulteriormente messo in luce, da un lato, la necessità strategica di diversificare le fonti di approvvigionamento, dall'altro lato, di potenziare le infrastrutture di adduzione e stoccaggio per poter fronteggiare eventuali: riduzioni delle importazioni dovute a cause tecniche o geopolitiche; o incrementi di domanda riconducibili a emergenze climatiche.

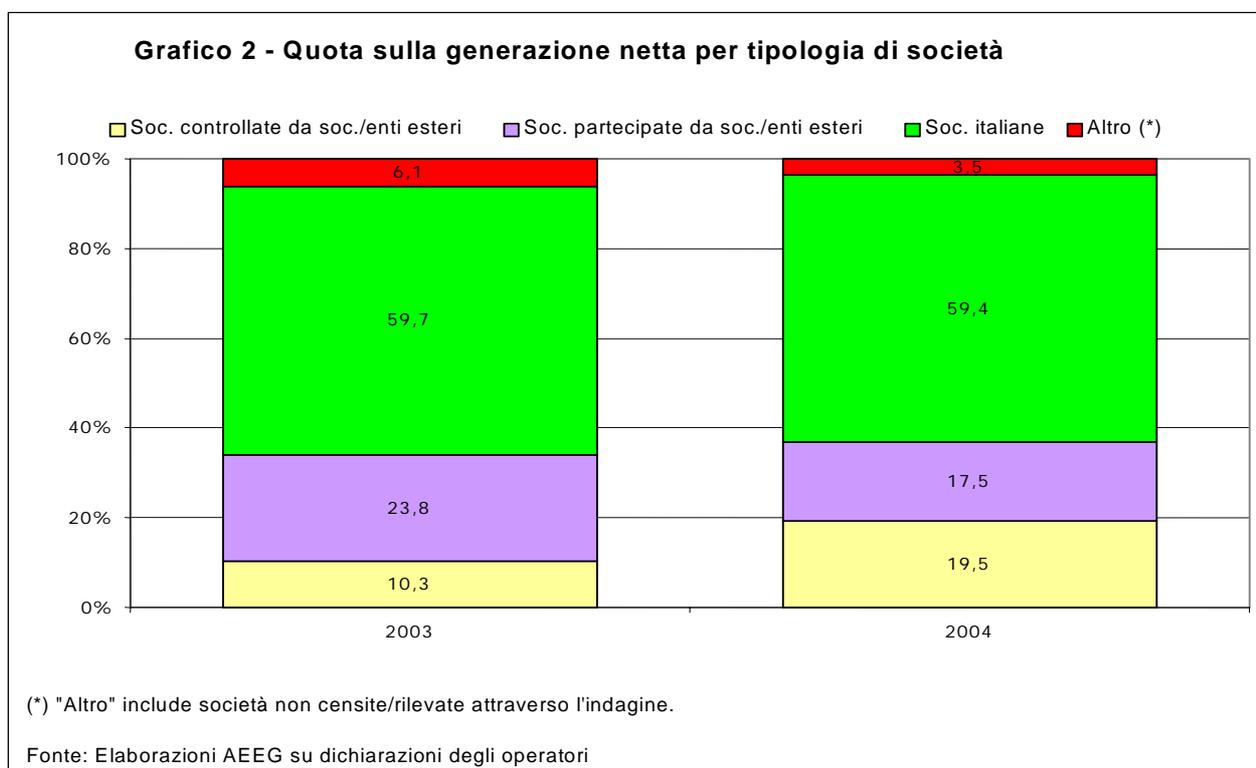
2. L'INTERNAZIONALIZZAZIONE DEL SETTORE ENERGETICO

Il processo di liberalizzazione e privatizzazione avviato in Italia nel corso degli anni '90 ha originato, in pochi anni, un cambiamento radicale del settore energetico. L'analisi della struttura

proprietaria delle imprese evidenzia una sostanziale modifica del grado di concentrazione e internazionalizzazione, del settore elettrico e del gas naturale che interessa tutte le fasi della filiera.

a) Per il segmento produzione elettrica, sulla base di un'indagine interna, svolta su un campione rappresentativo del 93% dell'energia prodotta nel 2003 e del 97% nel 2004, le società (di grandi o piccole dimensioni) controllate da società estere sono passate da 19 del 2003 a 35 del 2004; mentre le società partecipate da soggetti esteri sono passate, nel medesimo periodo, da 27 a 32. Questo tipo di "internazionalizzazione" della proprietà è sostanzialmente dovuto ad iniziative di operatori della UE e svizzeri.

Analizzando la quota sulla generazione netta per tipologia di società (Grafico 2) si evidenzia una crescita numerica delle imprese "estere" e una corrispondente crescita (di minor rilievo) dell'energia generata da tali imprese.



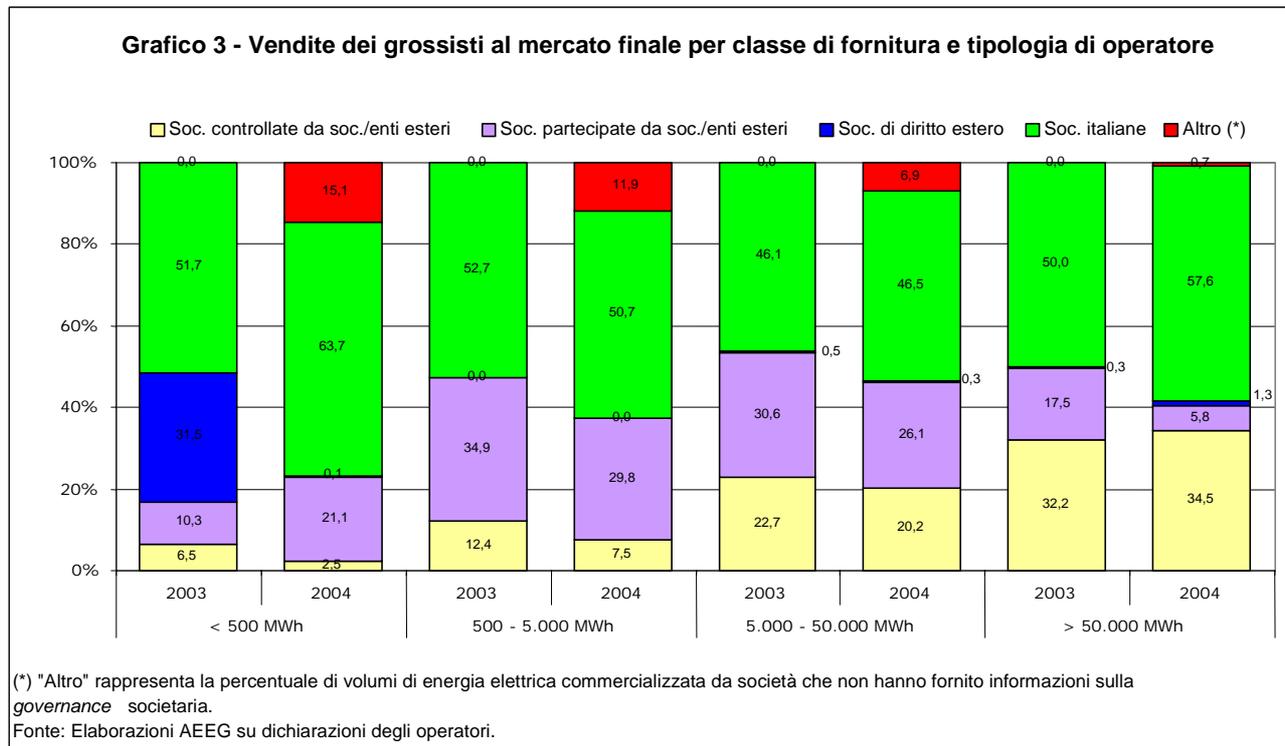
b) L'analisi¹ dei grossisti presenti nel mercato all'ingrosso e nel mercato finale dell'energia elettrica (Tavola 2) evidenzia una significativa presenza degli operatori non italiani (sostanzialmente comunitari e svizzeri) che si è tuttavia leggermente ridotta nel corso del 2004.

Tavola 2 - Numero di grossisti di energia elettrica distinti per tipologia societaria

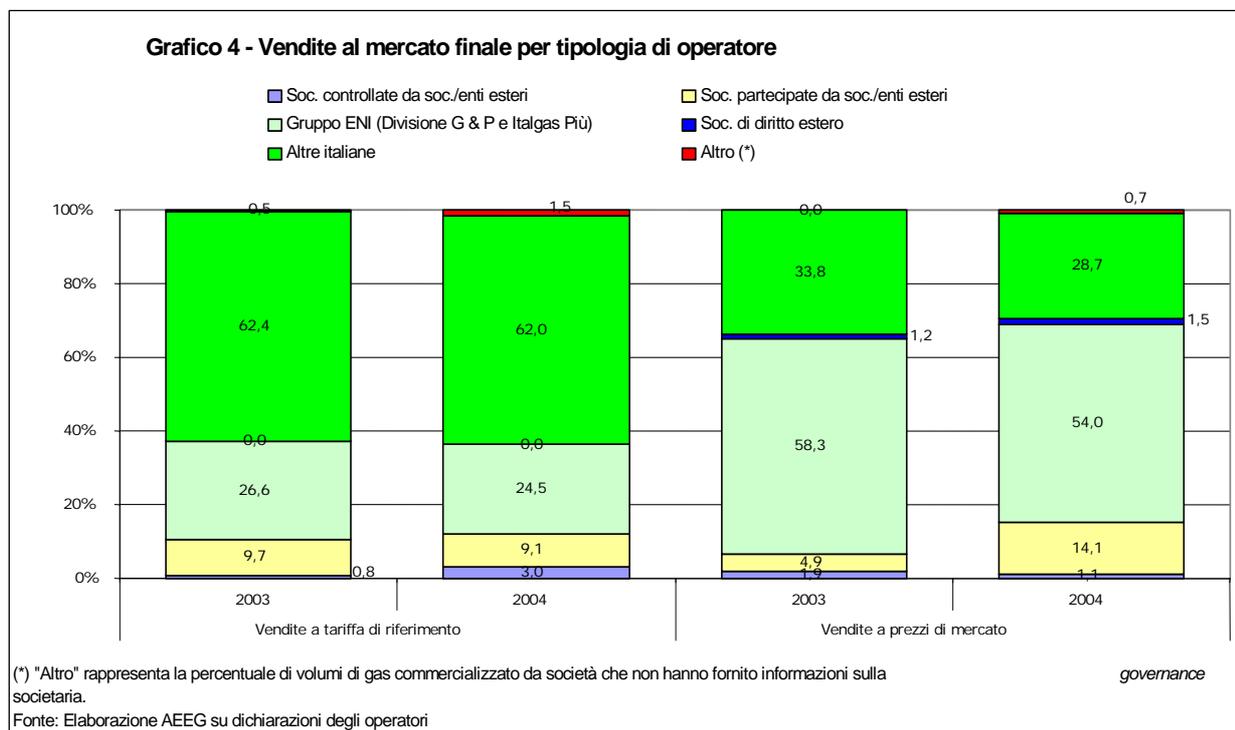
	2003		2004		Variazione 04-03
		(%)		(%)	
Soc. controllate da esteri	17	11,56%	15	10%	-11,8%
Soc. partecipate da esteri	14	9,52%	14	10%	0,0%
Soc. di diritto estero	10	6,80%	8	6%	-20,0%
Soc. italiane	106	72,11%	107	74%	0,9%
Totale	147	100,00%	144	100%	-2,0%

¹ L'analisi prende in considerazione esclusivamente gli operatori che hanno effettuato transazioni di acquisto/vendita.

Esaminando nel dettaglio le vendite effettuate dai grossisti sul mercato finale, suddivise per tipologia di operatore e classe di fornitura (Grafico 3), emerge una significativa presenza (ancorché diminuita nel 2004) di operatori esteri nelle classi di fornitura di maggiore dimensione.



c) Per quanto riguarda il settore gas, l'analisi (Grafico 4) evidenzia una minore apertura del mercato, che risulta ancora fortemente dominato dalla presenza dell'Eni. Si evidenzia inoltre come l'operatore dominante sia maggiormente presente nel settore non sottoposto a regolazione tariffaria (51,8%) e detenga, attraverso Italgas, una quota pari a circa il 25% nel mercato in cui si applicano tariffe tutelate. I dati confermano, da un lato, l'interesse e la capacità dell'Eni di conquistare i segmenti di mercato più appetibili, ovvero quelli dei clienti di maggiori dimensioni; dall'altro lato, indicano una scarsa contendibilità del mercato non regolato da parte di nuovi operatori di dimensioni ancora limitate.



3. QUADRO NORMATIVO INTERNAZIONALE ED EUROPEO

3.1 Protocollo di Kyoto

Con la recente presentazione del piano di allocazione nazionale delle emissioni climalteranti è divenuto operativo il meccanismo previsto dalla direttiva "Emission trading". Il nuovo piano, definitosi in osservanza delle consistenti riduzioni richieste a livello europeo rispetto ai quantitativi di CO₂ proposti originariamente dai Ministeri competenti, potrebbe determinare forti criticità per il settore elettrico. Sulla base delle modifiche al PNA proposte dalla Commissione Europea e delle informazioni disponibili sulla ripartizione delle riduzioni tra i diversi settori interessati (settore elettrico -16 milioni) il fabbisogno stimato dall'Autorità in termini di emissioni non coperte è pari rispettivamente a 7,7 Mtonn nel 2005, 2,4 Mtonn nel 2006 e 9,3 Mtonn nel 2007.

L'Autorità ha avuto modo di segnalare già un anno fa come la riduzione delle quote avrebbe potuto indurre un rialzo dei costi di generazione e, soprattutto, determinare degli squilibri sotto il profilo concorrenziale per gli operatori che intendessero accedere o ampliare l'attività di generazione elettrica, essendo le quote disponibili già in larga parte impegnate per soddisfare le necessità degli impianti già attivi. L'impatto iniziale sul prezzo dell'energia all'ingrosso nel caso in cui gli operatori trasferiscano sui consumatori il costo reale del certificato di emissione dovrebbe essere pari a 1-2 €/MWh nel 2006 e 2007. Per contro, un incremento superiore dei prezzi indicherebbe comportamenti opportunistici degli operatori.

Al fine di mitigare queste potenziali distorsioni, sarebbe auspicabile pervenire rapidamente a un quadro operativo stabile, anche a livello internazionale, per l'utilizzo e la valorizzazione di tutti i meccanismi flessibili previsti nel Protocollo di Kyoto (ad esempio il Clean Development Mechanism, il Joint Implementation e l'International Emission Trading).

3.2 Scambi transfrontalieri

Come è noto, il fabbisogno elettrico italiano viene soddisfatto per una percentuale rilevante attraverso scambi transfrontalieri di energia, che si caratterizzano anche per un costo medio delle importazioni inferiore a quello della produzione nazionale. Tali scambi sono disciplinati dall'Unione Europea attraverso il Regolamento 1228 del 2003. Esso prevede l'applicazione di meccanismi di mercato per la risoluzione delle congestioni sulle reti di interconnessione, attraverso la selezione delle offerte provenienti dagli operatori esteri sulla base di criteri di efficienza economica. Nel brevissimo periodo, l'applicazione di tali meccanismi pone naturalmente il problema di coniugare la necessità di implementare efficienti meccanismi di mercato con la conservazione, per il nostro Paese, del vantaggio economico correlato alle importazioni. La soluzione nel medio periodo non può che essere la realizzazione di concreti investimenti per lo sviluppo delle reti; sviluppo teso a minimizzare le congestioni ed a favorire un sempre più ampio confronto competitivo internazionale, in direzione dell'auspicato mercato unico dell'energia. Quale tematica contingente, è degna di nota l'attività in corso (congiunta Ministero delle attività produttive/Autorità) per garantire (in un confronto di posizioni differenziate tra Italia e Francia, riguardante i transiti transfrontalieri) importazioni convenienti anche per l'Acquirente Unico e quindi per i piccoli consumatori e le famiglie.

4. ASSETTO NORMATIVO NAZIONALE

4.1 Recepimento direttive europee

Come è stato ribadito anche al recente Consiglio Europeo, l'energia rimane una leva prioritaria per la creazione di un mercato unico e per la sicurezza degli approvvigionamenti. Tuttavia il livello di concorrenza nel settore è ancora insoddisfacente, anche ad avviso della Commissione UE, a causa dei ritardi nel superamento dei differenziali (interni alla UE ed a livello continentale o di bacino mediterraneo) nello stato di avanzamento delle liberalizzazioni e delle armonizzazioni per le politiche energetiche, fiscali, ambientali.

Tra le cause di queste criticità emerge un processo di recepimento delle recenti direttive troppo lento e differenziato da Paese a Paese. La recente indagine conoscitiva promossa dalla DG per la Concorrenza della Commissione Europea, ha evidenziato strutture di prezzo delle commodity energetiche ancora troppo poco trasparenti, anche a causa di un insufficiente livello di separazione delle attività di filiera.

Sarebbe quindi importante che il nostro Paese continuasse a fornire un esempio ed un impulso al processo europeo di apertura dei mercati, recependo rapidamente le direttive del 2003. L'Italia, che ha già saputo interpretare in modo avanzato il processo di liberalizzazione, potrebbe fornire in questo modo un segnale concreto per la ripresa del processo di integrazione del mercato unico dell'energia e per un rapido superamento del persistente transitorio che sta caratterizzando il passaggio da situazioni monopolistiche verso un compiuto conseguimento di mercati sufficientemente competitivi ed integrati.

A partire dal 2003 il mercato del gas naturale è stato formalmente liberalizzato e quello dell'elettricità verrà completamente liberalizzato nel 2007. Tuttavia la concorrenza non è ancora piena ed effettiva; siamo dunque "a metà del guado" nella trasformazione dal monopolio al mercato compiuto. Quindi resta molto da fare, come regolazione e controllo, anche per i mercati liberalizzati.

4.2 Decreti interministeriali 24 ottobre 2005

Rispetto alla necessità di contenere i livelli tariffari, l'Autorità guarda con preoccupazione ad alcune misure recentemente approvate. Il decreto interministeriale sui Certificati Verdi del 24 ottobre 2005, introduce una serie di misure regolamentari ed economiche che non sempre sono a beneficio dello sviluppo delle fonti rinnovabili propriamente dette e comportano un rilevante impatto sugli oneri generali di sistema e sulle tariffe. Tra gli interventi di impatto più significativo, in primo luogo, va citato l'obbligo di acquisto dei certificati verdi (CV) in eccesso posto a carico del GRTN che potrebbe comportare un maggiore onere di oltre 100 milioni di euro per ogni TWh acquistato. In secondo luogo l'estensione del periodo di diritto ai CV per gli impianti alimentati da biomasse e rifiuti che potrebbe comportare un onere pari a 160 milioni di euro all'anno. Particolarmente preoccupante appare inoltre l'estensione del meccanismo di incentivazione delle fonti rinnovabili, agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento per usi agricoli e industriali. La norma riconosce ed estende in tal modo i benefici impropri riconosciuti al teleriscaldamento che è una tecnologia certamente meritevole ma non è una fonte rinnovabile e risulta così sovraremunerata. Infine va rilevata una ulteriore remunerazione dell'eolico, per il quale i prezzi attuali sono già molto incentivanti, come dimostrano le molte centinaia di MW di richieste di autorizzazione. Le prime stime di costo per alcuni degli interventi previsti dai decreti ministeriali sono significative; tali interventi sono destinati a produrre effetti tutt'altro che trascurabili sugli oneri generali di sistema in un momento di rilevante tensione sui prezzi e sulle tariffe.

4.3 Legge Finanziaria 2006

L'Autorità valuta positivamente il rilancio del processo riguardante la messa a punto della tariffa sociale, nel settore elettrico, previsto dalla Legge Finanziaria 2006; esso consentirà una definizione tariffaria più attenta alle categorie meritevoli di tutela sociale e per la quale l'Autorità aveva avanzato più volte richiesta, attraverso la relazione annuale e segnalazioni.

Tuttavia all'interno della Legge Finanziaria vi sono altri elementi che destano preoccupazione. Come [segnalato](#) al Parlamento e al Governo nell'esercizio della propria funzione consultiva e di segnalazione, l'Autorità ricorda che la Legge Finanziaria 2006 avrà un impatto sulle tariffe. In particolare si stimano maggiori oneri gravanti per circa 100 milioni di euro sulla componente A2, riferita alla copertura dei costi connessi allo smantellamento delle centrali ed impianti nucleari, e per circa 35 milioni di euro sulla componente MCT destinata alle misure di compensazione territoriale. I maggiori oneri avranno riflessi sugli sforzi per un contenimento degli aumenti da definirsi per i prossimi aggiornamenti tariffari.

L'Autorità ritiene inoltre che il canone aggiuntivo previsto per i titolari delle concessioni idroelettriche comporterà un maggiore onere pari a 60 milioni di euro a carico delle imprese idroelettriche con un inevitabile aumento dei costi di produzione che potrebbe trasferirsi su prezzi e sulle tariffe al consumatore finale.

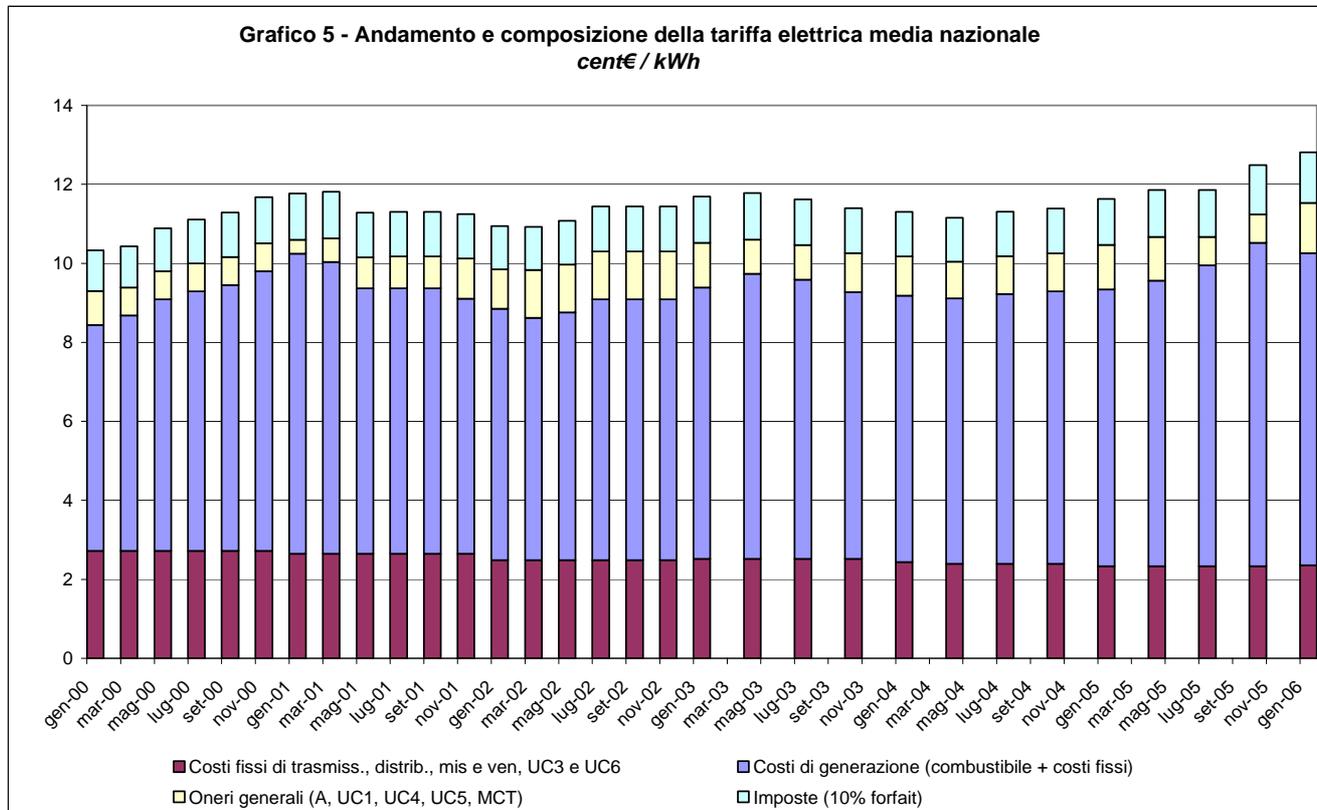
Infine, la Legge Finanziaria 2006, nell'intento di equiparare il regime di contribuzione dell'Autorità per le garanzie delle comunicazioni a quello già in vigore per l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (che si finanzia senza onere alcuno a carico dello Stato), ha abrogato l'articolo 2, commi 38, lettera b), e 39 della L. 481/95, istitutiva, appunto, delle Autorità di regolazione per l'energia elettrica e il gas e per le garanzie delle comunicazioni, determinando, con tale abrogazione il venir meno del finanziamento per questa Autorità e rendendone, in prospettiva, impossibile il funzionamento.

Tuttavia, con il recentissimo decreto legge numero 6 del 17 gennaio, il Governo ha già provveduto a sanare questo mero errore materiale e reintegrare pienamente il finanziamento dell'Autorità per l'energia.

5. TARIFFE E PREZZI

5.1 Tariffe dell'elettricità

La liberalizzazione del settore energetico ha consentito un primo riordino del sistema tariffario a vantaggio di utenti e consumatori. Nonostante i prezzi pagati dai consumatori italiani (quelli diversi da quelli ora favoriti perché a bassi consumi) restino tra i più alti in Europa, la componente delle tariffe che comprende i costi di trasmissione, distribuzione e misura, (sottoposta al controllo dell'Autorità) è in costante diminuzione (Grafico 5).

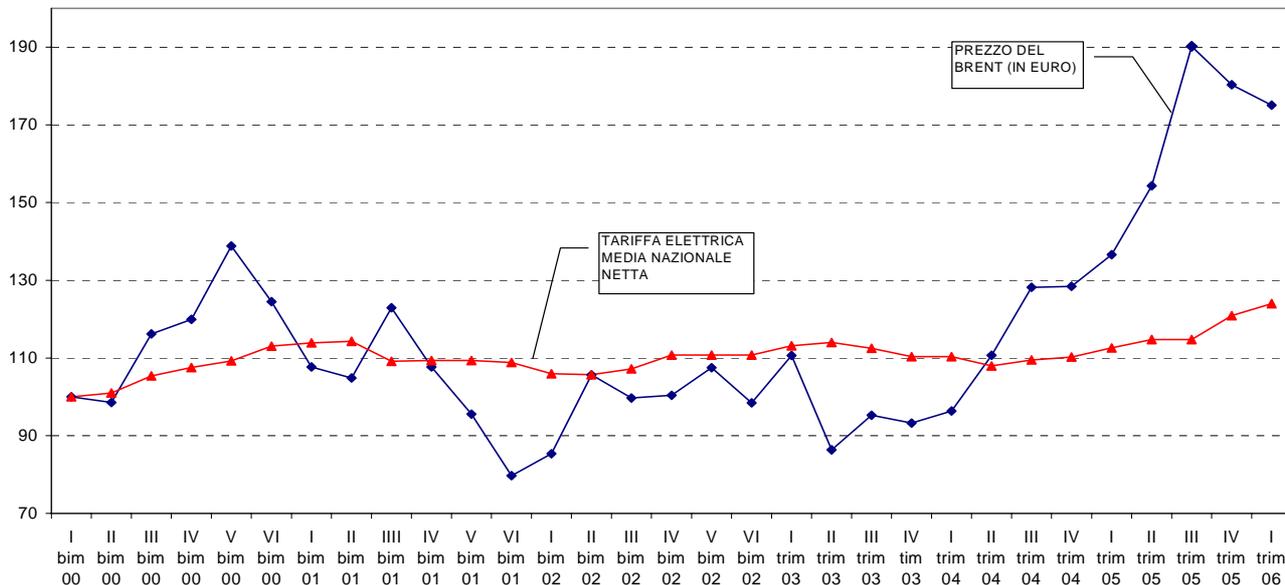


Per contro, la componente che comprende i costi di generazione mostra un andamento crescente che risente dell'andamento dei prezzi dei combustibili. Nel complesso va comunque rilevato che grazie alla continua diminuzione delle tariffe regolate dalla Autorità (trasmissione, disponibilità e misura), al ruolo delle importazioni elettriche dell'Acquirente Unico e ad alcuni miglioramenti (in efficienza

ed in minor dipendenza dal petrolio) del parco termoelettrico, l'andamento della tariffa media elettrica risulta decisamente migliore e più stabile di quello per i prezzi petroliferi (Grafico 6).

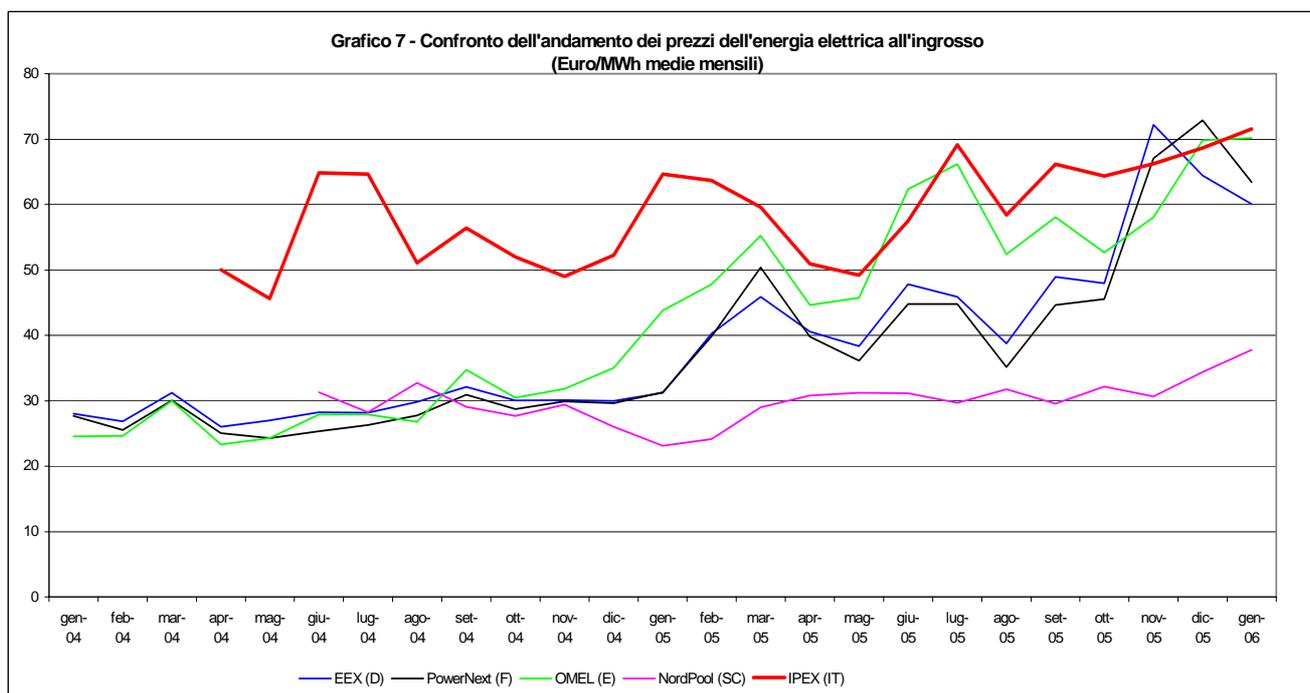
Grafico 6 - Andamento del prezzo del petrolio e della tariffa elettrica

- Numeri indice 1° bim 2000 = 100 -



Un'analisi dell'andamento dei prezzi di “borsa elettrica” (Grafico 7) conferma che, a differenza delle altre borse europee, quella italiana (IPEX) ha avuto una dinamica non strettamente vincolata a quella del petrolio e con una certa convergenza verso i prezzi delle principali borse europee. Ciò indica come la strategia di copertura da parte dell'Acquirente unico, in linea peraltro con alcune posizioni espresse dall'Autorità, abbia contribuito a ridurre la volatilità del prezzo all'ingrosso, impedendo un immediato ed intero riversamento del costo del combustibile sul prezzo.

Grafico 7 - Confronto dell'andamento dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso (Euro/MWh medie mensili)



Va comunque rilevato che i margini di profitto dei produttori restano alti, come si riscontra dai dati di bilancio 2004 (Tavola 3) e dai risultati dei primi nove mesi del 2005.

Tavola 3- Confronto internazionale margini di ricavo produttori elettrici anno 2004

Società	ricavi milioni €	EBIT milioni €	EBIT/ricavi %
Enel Produzione	12082 ⁽¹⁾	2564 ⁽¹⁾	21,2 ⁽¹⁾
Edison Gr.	4581 ⁽²⁾	486	10,6
EdF 2004	29457	4054	13,78
Endesa (E-P)	10578	1672	15,8
Endesa Italia	1665	403	24,2
E-on	20752	3602	17,4

(1) Comprende il rimborso di stranded cost per 664 milioni di Euro
il rapporto EBIT/ricavi scende al 16,6% al netto degli stranded

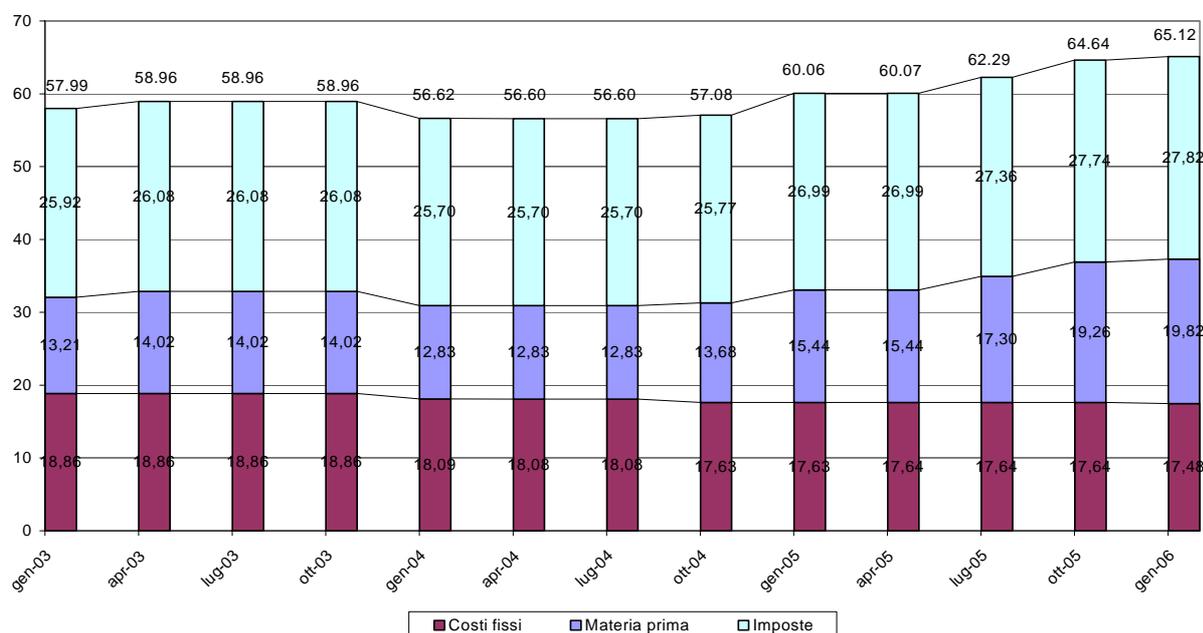
(2) Comprende un 14% di ricavi diversi da energia elettrica

Fonte:elaborazioni AEEG su dati di bilancio 2004

5.2 Tariffe del gas

L'analisi disaggregata delle componenti tariffarie (Grafico 8) mostra, analogamente al settore elettrico, una diminuzione della componente fissa soggetta al controllo dell'Autorità e un incremento dei costi della materia prima che risentono sia dell'andamento crescente del prezzo internazionale del gas sia del forte potere di mercato dell'operatore dominante che controlla la fase di approvvigionamento.

**Grafico 8 - Andamento e composizione della tariffa di riferimento del gas naturale
cent€/ mc**

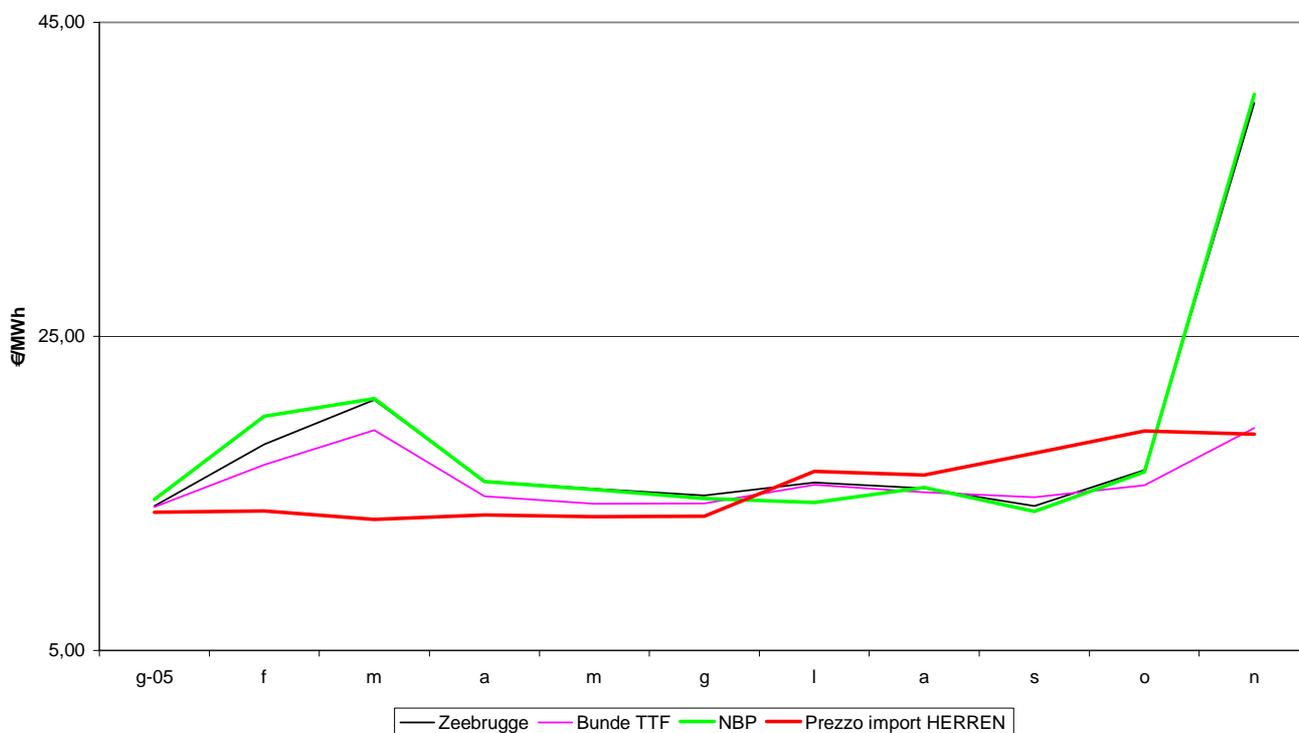


Così come nel caso del mercato elettrico, anche l'andamento dei prezzi del gas nel nostro paese dimostra una dinamica diversa dalle principali borse del gas europee (Zeebrugge, hub europeo situato in Belgio; il National balancing point, il punto di scambio britannico; Bunde TTF, hub al confine tra Olanda e Germania).

I prezzi nel nostro paese, infatti, dimostrano una dipendenza meno accentuata rispetto all'andamento del petrolio. Anche in questo caso, quindi, negli ultimi tempi si sono evidenziate delle convenienze relative all'esportazione verso altri paesi.

Per poter evidenziare l'andamento dei prezzi italiani rispetto a quelli delle borse europee, purtroppo non è ancora possibile utilizzare i risultati del Punto di scambio virtuale, caratterizzato da una liquidità troppo limitata e da una rappresentatività ancora complessivamente scarsa. È possibile invece utilizzare dei dati di un osservatorio indipendente molto aggiornato (Herren energy institute, società di rilevamento dati sul mercato spot del gas) circa il prezzo delle importazioni italiane, così come riportato nel seguente grafico 9.

Grafico 9 - Andamento dei prezzi del gas nelle principali Borse Europee



Rappresenta indubbiamente un primo, seppur parziale successo per il sistema energetico italiano che la convenienza dei prezzi, rispetto ad altri mercati europei, renda addirittura vantaggioso reindirizzare verso l'estero un flusso di energia elettrica o di gas destinato originariamente all'importazione in l'Italia. Tuttavia, è evidente che l'insufficienza delle infrastrutture nel settore del gas, ed in particolare degli stoccaggi, ingenera il paradosso di dover eventualmente ricorrere, per far fronte a tali flussi in esportazione, a misure onerose per il Paese quali ad esempio: l'interrompibilità dei contratti elettrici e del gas; il passaggio ad altro combustibile fossile per le attività produttive dotate dell'impiantistica adatta; la possibilità – misura di notevole impatto - di una temporanea riconversione ad olio combustibile anche di centrali abitualmente alimentate a gas.

Analogamente a quanto avviene nel settore elettrico, l'analisi dei dati di bilancio degli operatori più rilevanti evidenzia l'esistenza di ampi margini di profitto (Tavola 4), peraltro confermati dai risultati dei primi nove mesi del 2005.

Tavola 4- Confronto internazionale margini di ricavo operatori gas anno 2004

Società	ricavi milioni €	EBIT €	EBIT/ricavi %
Eni Gruppo	16400	3430	20,9
Enel Gas	1689	130	7,7
Edison Gr.	2180	205	9,4
E-on	14426	1428	9,9
GdF Gruppo (1)	21191	1332	6,3
Gas Natural	5791	865	14,9

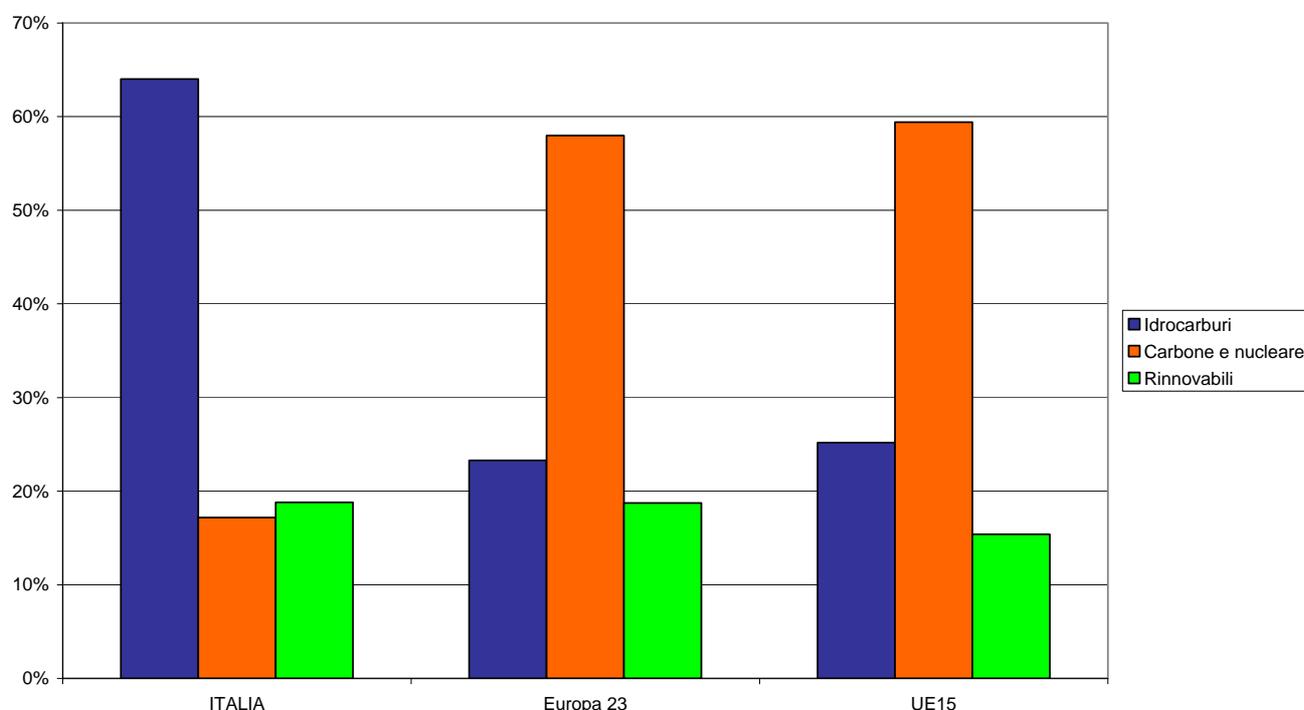
(1) Esclusa produzione idrocarburi

Fonte:elaborazioni AEEG su dati di bilancio 2004

5.3 Confronto internazionale dei prezzi

Prima di esaminare l'analisi di confronto di seguito riportata e considerando il significativo impatto tariffario dei costi della produzione elettrica (fortemente correlati al mix di tecnologie e fonti in uso) sembra opportuno riportare un confronto internazionale circa il mix delle coperture (Grafico 10).

Grafico 10 - Produzione lorda di energia elettrica per fonte di generazione



Per analizzare in dettaglio i prezzi finali dell'elettricità (Tavola 5), occorre fare riferimento a dati consolidati, nella fattispecie quelli di eurostat. Ciò comporta scontare la certezza del dato con la sua rapida obsolescenza, trattandosi di cifre riferite al 2004 (le ultime disponibili). Tuttavia, alcuni segnali sono indubbiamente rilevabili ed interessanti. Innanzi tutto, si rileva che i prezzi per le

utenze industriali con consumi pari a 24 GWh (I_g) e 70 GWh (I_i), al netto delle imposte, sono risultati superiori rispettivamente del 36,6% e del 30,8% rispetto alla media europea. Entrambi i prezzi sono comunque in diminuzione con riferimento al 2003, rispettivamente del 6,0% e del 2,6%. Le utenze elettriche domestiche italiane (D_a) con consumo annuale pari a 600 kWh, sulla base dei dati Eurostat, hanno pagato nel 2004 circa il 54% in meno (al netto delle imposte) rispetto alla media dei paesi europei, con una diminuzione della tariffa rispetto al 2003 del 2,0%. I valori annuali della tariffa sono calcolati come media dei dati pubblicati a gennaio e luglio di ciascun anno. Le utenze con consumo pari a 3.500 kWh (D_c), al contrario, hanno pagato nel 2004 il 36,9% in più rispetto alla media europea, pur essendo la relativa tariffa in diminuzione del 2,6% rispetto all'anno precedente.

Tavola 5 - Confronto tra i prezzi dell'energia elettrica al 2004 (al netto delle imposte)

€/cent/kWh	D _a (600 kWh/anno)	D _c (3.500 kWh/anno)	I _g (24.000 MWh/anno)	I _i (70.000 MWh/anno)
Francia	12,83	9,05	4,55	-
Germania	20,45	12,69	6,23	6,00
Italia	7,57	14,23	7,22	6,53
Spagna	11,32	8,85	4,85	4,67
UK	16,32	9,22	3,84	3,40
Media Europa	16,48	10,39	5,28	4,99
Scostamento % Italia	-54,1%	36,9%	36,6%	30,8%

Nota: i prezzi sono stati calcolati come media dei valori pubblicati da Eurostat nel gennaio e luglio 2004.

Per quanto riguarda il gas naturale i prezzi italiani al netto delle imposte per gli utenti industriali (Tavola 6) con consumi annuali di gas naturale intorno ai 110.000 mc (I₂), come risultanti dalle informazioni inviate all'Autorità dagli operatori secondo quanto disposto dalla delibera [138/03](#), sono stati nel 2004 maggiori del 27% circa rispetto alla media europea, calcolata come media dei prezzi pubblicati da Eurostat nel gennaio e nel luglio del 2004.

Tavola 6 - Confronto tra i prezzi del gas naturale al 2004 (al netto delle imposte)

€/GJ	D1 (220 mc/anno)	D3 (2.200 mc/anno)	I2 (110.000 mc/anno)	I4-1 (11.000.000 mc/anno)
Francia	19,20	8,98	6,03	3,83
Germania	17,98	9,54	6,97	5,26
Italia	12,26	9,74	7,75	4,86
Spagna	14,32	9,86	4,55	4,01
UK	12,01	6,78	4,97	3,51
Media Europa	15,04	8,50	6,10	4,21
Scostamento % Italia	-18,5%	14,6%	27,0%	15,5%

Nota: i prezzi sono stati calcolati come media dei valori pubblicati da Eurostat nel gennaio e luglio 2004. Per l'Italia i dati relativi agli utenti industriali sono stati calcolati sulla base delle informazioni raccolte dall'Autorità ai sensi della delibera 138/03.

I prezzi per gli utenti industriali con consumi annuali intorno agli 11 milioni di mc (I₄) sono invece risultati superiori rispetto alla media europea del 15,5%. I piccoli consumatori domestici di gas naturale (D₁), con consumo annuale di 220 mc, sulla base delle rilevazioni dei prezzi Eurostat,

hanno pagato nel 2004 il 18,5% in meno rispetto alla media europea. Al contrario, gli utenti domestici con consumi di 2200 mc su base annuale (D3) hanno pagato per il gas naturale nel 2004 il 14,6% in più rispetto alla media dei paesi europei.

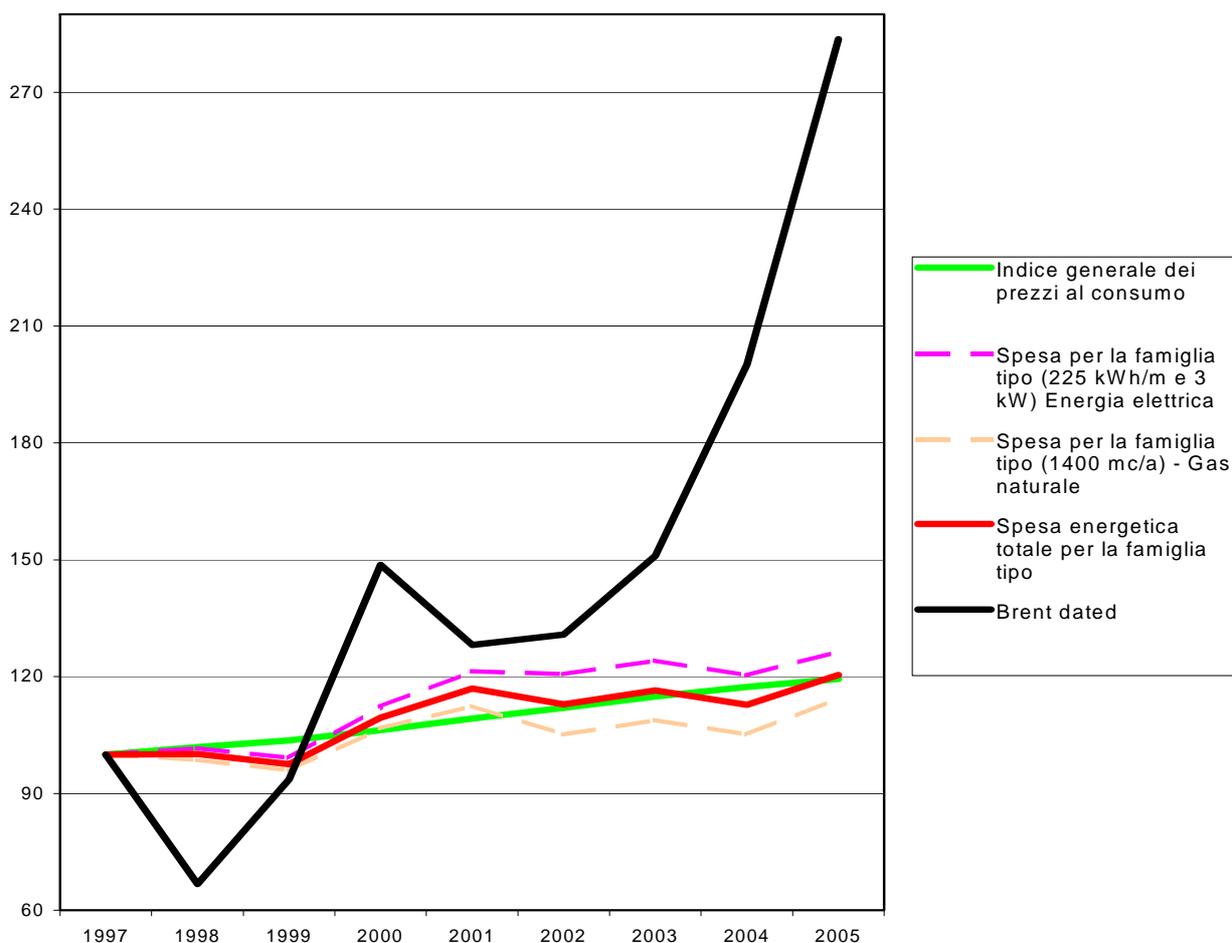
5.4 Spesa della famiglia e piccoli consumatori

Sembra opportuno fornire anche una rappresentazione circa l'andamento tariffario, e la "spesa", per l'elettricità e gas, di una famiglia tipo (quella che consuma 225 kWh al mese di energia elettrica e 1400 mc all'anno di gas), così come indicata nel grafico 11.

Negli ultimi anni la spesa per l'energia elettrica si è mantenuta in linea con l'inflazione ed è rimasta al di sotto dell'inflazione stessa nel gas, nonostante i dati dell'ultimo anno facciano registrare comunque incrementi legati al costo del petrolio. Ciò conferma la funzione stabilizzatrice dell'attività di regolazione.

Va inoltre tenuto presente che i dati di spesa presentati, per una famiglia tipo, incorporano l'incidenza della componente fiscale che pesa per il 10% sull'elettricità e il 43% sul gas.

Grafico 11 - L'andamento dell'indice dei prezzi al consumo e della spesa energetica della famiglia tipo



6. LIBERALIZZAZIONI, MERCATO E CONCORRENZA

6.1 Settore elettrico

Molti sono stati gli interventi di natura normativa recentemente intrapresi per stimolare il libero gioco della concorrenza nel settore elettrico. In particolare, l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione, nonché il limite al diritto di voto da parte di operatori di mercato per una quota del 5%, hanno costituito un passo essenziale per garantire l'indipendenza e l'imparzialità dell'azienda responsabile della gestione della rete, dello sviluppo della capacità di trasporto, nonché del miglioramento della sicurezza e dell'economicità del sistema di trasporto e dispacciamento elettrico nazionale. A tal proposito, l'Autorità ha emanato un documento di consultazione in materia di meccanismi incentivanti volti a promuovere la completa unificazione della rete elettrica nazionale di trasmissione.

La "borsa elettrica" avviata nell'aprile 2004 ha, dal canto suo, ormai superato la fase di primo rodaggio: il nuovo quadro di riferimento comincia a fornire agli operatori segnali di prezzo efficienti, in grado di favorire il processo di riconversione degli impianti esistenti ed una spinta decisiva per i molti progetti di costruzione di nuove centrali, resisi necessari anche a seguito dei problemi di "adeguatezza delle coperture" manifestatisi anche nel corso del 2003.

Tuttavia, il pieno dispiegarsi delle potenzialità del mercato ai fini della trasparenza, della concorrenza e della sicurezza, risulta ancora frenato: dal ruolo (si confida transitorio) ricoperto dall'operatore dominante; da una imperfetta partecipazione della domanda attiva; da un incompleto sviluppo dei mercati dei servizi di dispacciamento e della riserva.

Gli interventi per risolvere tali criticità sono in parte di natura regolatoria, finalizzati a ripristinare condizioni di mercato competitive e a disincentivare eventuali strategie di sottrazione della capacità produttiva dal mercato per condizionarne il prezzo. A tal fine, sulla base delle conclusioni raggiunte attraverso l'attività di indagine, l'Autorità ha recentemente previsto l'introduzione sul mercato italiano di meccanismi di mercato e forme contrattuali del tipo Virtual Power Plant (VPP); si tratta di un intervento temporaneo e proporzionato alle esigenze, finalizzato a promuovere condizioni di mercato competitive riducendo la disponibilità di potenza degli operatori dominanti per alcune tipologie di impianto. Tuttavia l'elevata concentrazione ancora presente nel segmento della generazione renderà necessario un attento e sistematico monitoraggio del grado di concorrenza effettiva.

Altri interventi orientati a consentire una crescita del mercato devono avere, invece, natura strutturale. Occorre infatti favorire l'insediamento, da parte di soggetti diversi da Enel, di nuovi impianti di produzione, soprattutto in zone a oggi deficitarie d'offerta, e incentivare lo sviluppo della rete di trasmissione nazionale e delle linee di interconnessione con l'estero.

Una criticità, sulla quale l'Autorità mantiene una elevata soglia di attenzione, riguarda alcune tariffe speciali, a favore di determinati cicli produttivi particolarmente *energy intensive*. Si tratta di criticità, specificità ed agevolazioni che finiscono per scaricarsi sui prezzi per gli altri consumatori e per le quali si auspica una sempre mirata ed attenta valutazione costi/benefici.

6.2 Settore gas

a) Assetto di settore

Un vero mercato del gas sarà possibile a tre condizioni: che il mercato sia caratterizzato da una offerta ragionevolmente superiore alla domanda; che l'offerta sia plurale e non riconducibile a un solo soggetto; che il soggetto titolare di trasporto e stoccaggio della materia prima sia indipendente e neutrale rispetto a tutti gli altri operatori, così come già previsto per il mercato elettrico.

Per stimolare iniziative su questi fondamentali aspetti, l'Autorità ha già prodotto opportune segnalazioni, volte: a incentivare la cessione da parte di Eni, con modalità competitive, di parte della produzione nazionale e di parte dei contratti di importazione di lungo termine; a promuovere una riformulazione ed estensione del tetto all'immissione che scadrà, per l'Eni, entro il prossimo

2010. Tale riformulazione ed estensione appare più che opportuna in considerazione del ritardo accumulato, rispetto alle passate previsioni, nel processo di apertura del mercato ad una adeguata concorrenza.

L'Autorità ha anche formulato alcune proposte di modifiche strutturali del mercato italiano, riguardanti il trasporto e stoccaggio. Come già segnalato al Parlamento e al Governo, il [27 gennaio 2005](#) e il [3 agosto 2005](#), la promozione della concorrenza nel settore e la sicurezza del sistema energetico dipendono necessariamente da un processo di vera separazione, anche proprietaria, degli operatori che gestiscono in termini di sostanziale monopolio la rete di trasporto e gli stoccaggi. L'Autorità sostiene da tempo una riduzione sollecita della quota di proprietà di Eni nel capitale della società Snam Rete Gas (SRG) e in Stogit, con accorpamento delle attività di trasporto e stoccaggio in un vero operatore di sistema neutrale, che gestisca i diritti di transito, anche transfrontalieri, in modo indipendente dagli interessi degli operatori. Al fine di garantire una maggiore concorrenzialità del settore gas, tale processo dovrebbe essere realizzato con modalità che impediscano ad operatori esteri verticalmente integrati di acquisire il controllo di quote di mercato così significative da limitare le dinamiche competitive. La recente decisione di procrastinare al 2008 la "terziarizzazione" di Snam Rete Gas, costituisce il rinvio, seppur limitato, di una condizione indispensabile allo sviluppo competitivo del sistema. A fronte di tale rinvio, si considera opportuno, nel frattempo, il trasferimento a SRG dei diritti di transito, delle concessioni ed eventualmente quote di proprietà, relativi ai gasdotti di alimentazione dell'Italia attivati prima della Direttiva europea del 2003 (ad es. TTPC, Transmed, TAG).

Per quanto riguarda il settore della distribuzione si sta realizzando con fatica l'evoluzione - che l'Autorità ha sempre incoraggiato - verso un modello di maggiore efficienza ed economicità, attraverso aggregazioni e sinergie di scala. Un eventuale allungamento dei tempi previsti per le gare di assegnazione delle concessioni da parte dei comuni si tradurrebbe in un rallentamento di tale percorso virtuoso. Al contrario, è importante che le gare vengano svolte nei tempi previsti e piuttosto vengano sciolti alcuni passaggi ancora poco chiari nelle modalità di assegnazione delle gare stesse, come osservato anche da rappresentanti imprenditoriali nel corso di questa stessa indagine. In una [segnalazione](#) del 18 ottobre scorso, l'Autorità ha appunto avanzato le sue proposte in merito. In particolare per l'aggiudicazione della gara dovrebbe essere attribuito un giusto peso a numerosi fattori: non soltanto l'entità dei corrispettivi pagati per la concessione, ma anche il livello di qualità e sicurezza del servizio offerto ed i piani di investimento per lo sviluppo delle reti e degli impianti. Diversamente vi è il rischio - palesatosi in occasione di alcune gare recenti - che il distributore possa privilegiare un'ottica operativa di breve periodo, minimizzando i costi di gestione e gli investimenti correlati alla sicurezza per recuperare adeguati margini, compromessi dagli eccessivi corrispettivi di concessione.

L'Autorità ribadisce dunque la necessità che vengano definiti da Parlamento e Governo, con gli opportuni strumenti normativi, criteri sia per la valutazione del corrispettivo offerto dal gestore del servizio di distribuzione del gas all'Ente locale, sia per la determinazione del corrispettivo. Va comunque salvaguardato il principio per cui il corrispettivo pagato dal distributore all'Ente locale è posto a carico dell'impresa, che si aggiudica il servizio, senza gravare quindi sui clienti finali.

b) Liberalizzazione e concorrenza nel settore gas

Nel settore gas, l'attività dell'Autorità ha riguardato, negli ultimi mesi, fondamentalmente tre aree: i) modalità e tariffe relative all'uso della rete, degli stoccaggi, della rigassificazione, con incentivi per lo sviluppo delle infrastrutture ed il loro efficiente utilizzo; ii) accesso per i nuovi entranti e prevenzione di comportamenti discriminatori da parte dell'*incumbent* o società da esso controllate; iii) indagini e sanzioni circa scorrette attività di vendita da parte dei soggetti regolati. Tutto ciò mostra con immediatezza come, rispetto all'elettricità, la liberalizzazione del mercato del gas in Italia sconti ancora un forte ritardo. Occorre proseguire con il processo di liberalizzazione affinché lo stesso induca il dispiegarsi di un mercato sempre più efficiente e capace di garantire ogni miglior condizione di prezzi e qualità per i consumatori.

Al momento si nota un processo di liberalizzazione che stenta a decollare; questa è una situazione paradossale se si considera che il nostro Paese, da un punto di vista formale, si trova ai primi posti tra quelli che hanno correttamente ed ampiamente adottato le direttive europee. Le ragioni principali di questo sfasamento risiedono nella forte concentrazione del mercato e, soprattutto, nelle forti rigidità nell'accesso alle reti di trasporto internazionali e allo stoccaggio del gas naturale. Quale situazione nazionale peculiare nel contesto della UE, Eni risulta ancora operatore largamente dominante in tutte le fasi della filiera: dalla produzione/importazione, al trasporto e stoccaggio, alla distribuzione e vendita. L'ingresso dei nuovi entranti nel mercato italiano del gas è fortemente ostacolato dal controllo delle infrastrutture *upstream* (reti di trasporto, nazionali o di importazione e unico terminale GNL) esercitato dall'*incumbent*.

L'ingresso sul mercato di nuovi operatori, attraverso i programmi di *gas release*, non è stato in grado di trasferire ai consumatori i frutti favorevoli della concorrenza. L'esistenza di contratti *take or pay* di lungo periodo, sottoscritti dall'operatore dominante poco prima dell'entrata in vigore della Direttiva europea del 1998, e le difficoltà connesse all'assenza di una disciplina europea, per le tariffe e per l'accesso trasparente e non discriminatorio ai gasdotti internazionali, vincolano fortemente i nuovi entranti. In tale assetto di mercato in cui nuovi operatori possono soddisfare esclusivamente porzioni di domanda lasciata libera dall'*incumbent*, si è verificato un fenomeno di entrata senza concorrenza, ossia ciascun operatore serve la propria quota di mercato con una modesta spinta alla conquista di quote maggiori. Inoltre, gli stessi incentivi ad investire nell'approvvigionamento di gas da parte di altri operatori risultano vincolati all'esistenza di porzioni di domanda lasciata libera dall'*incumbent*.

c) Trasporto, approvvigionamento e produzione

In un contesto in cui i limiti alla capacità di importazione sono in grado di condizionare pesantemente lo sviluppo del settore e la sicurezza del sistema, e alla luce della crescita dei consumi, (europei e nazionali) dovuti anche allo sviluppo del settore termoelettrico, diventa essenziale garantire pure un incremento delle condizioni di elasticità dell'offerta attraverso adeguati investimenti e norme a favore degli sviluppi infrastrutturale assieme a quelli della liberalizzazione e competizione.

Tali considerazioni sono confermate dalle criticità emerse in seguito ai recenti eventi internazionali (disputa Russia-Ukraina) che, oltre a confermare l'infondatezza del rischio di una "bolla" del gas, hanno evidenziato la fragilità strutturale del nostro sistema di approvvigionamento sotto diversi profili.

In primo luogo è emersa una diversificazione insufficiente dei mercati di approvvigionamento. Il rafforzamento a sud est delle linee di importazione metterebbe il Paese in condizione di accedere ai giacimenti del Mar Caspio e del Medio Oriente; lo sviluppo di nuovi terminali di rigassificazione consentirebbe di allargare significativamente e convenientemente il portafoglio dei fornitori a paesi diversi da quelli interconnessi via gasdotto.

Infatti un rilevante e necessario contributo per la diversificazione ed economicità delle fonti di approvvigionamento, per la concorrenza e il conseguimento di una maggiore flessibilità dovrebbe provenire dall'attivazione, più sollecita possibile, di terminali di rigassificazione per gas liquido, importabile via nave da nuovi, promettenti e competitivi mercati (africani, medio-orientali ed asiatici). A sostegno di questi sviluppi e per la parte di competenza, l'Autorità sta implementando una regolazione incentivante per i nuovi investimenti nelle infrastrutture di trasporto e rigassificazione che, nel prossimo periodo regolatorio, potranno beneficiare di una maggiore remunerazione

In secondo luogo il rafforzamento infrastrutturale è un'esigenza divenuta prioritaria nel momento in cui la flessibilità della capacità di trasporto delle principali condotte di importazioni non è in grado di fronteggiare il rischio derivante da interruzioni o significative riduzioni per cause politico – commerciali o per cause tecniche, quali ad esempio quelle verificatesi nel corso degli anni '90 nel

gasdotto Algerino e recentemente, benché limitatamente alla fase di avviamento, nel gasdotto Libico.

Per garantire il necessario incremento di offerta, l'Autorità sostiene la necessità di una tempestiva realizzazione di nuovi gassificatori, come pure di un sollecito (entro il 2008) aumento di 6,5 miliardi di metri cubi/anno della capacità di trasporto per ognuno dei gasdotti già congestionati: TTPC (per il gas algerino) e TAG (per il gas russo); l'urgente aumento della capacità del TAG è stato richiesto anche da altri Paesi della UE (Austria e Slovenia in particolare).

La disponibilità sollecita di una capacità aggiuntiva da 13 miliardi di Mc/anno, è rilevante per contribuire alla sicurezza dell'offerta tenendo presente: la crescita sostenuta della domanda, registrata nel corso di questi ultimi tre anni; le forti opposizioni locali che ancora ostacolano la necessaria costruzione di nuovi terminali di rigassificazione; la scarsità di stoccaggio, che lo scorso inverno ha contribuito a determinare l'interruzione della fornitura per alcuni clienti nonché il ricorso alle riserve strategiche, e che in questi giorni rende certamente difficile la gestione dei problemi di sicurezza venutisi a creare.

Sempre per quanto riguarda i gasdotti, si auspica anche l'attivazione prospettica di nuovi collegamenti; ad esempio Italia-Grecia (entro il 2010) verso Turchia ed oriente, Algeria-Sardegna-Toscana o Liguria (Galsi).

d) Riserve e stoccaggi

Le attuali riserve strategiche, come confermato dagli eventi climatici verificatisi lo scorso anno, e dai correnti problemi di sicurezza, si stanno rivelando insufficienti per sostenere adeguatamente (dal punto di vista commerciale e di continuità del servizio) la maggiore richiesta di gas stagionale. Tali risorse appaiono peraltro inadeguate per fronteggiare l'eventuale contemporaneità di un'emergenza climatica e una geopolitica.

Queste criticità suggeriscono anche l'opportunità di riconsiderare, ovviamente nei termini più opportuni e garantiti per la tutela e la sicurezza ambientale, un miglior ruolo della produzione nazionale, caratterizzata da un elevato valore aggiunto, non solo come fonte per la sicurezza ed economicità degli approvvigionamenti ma anche quale riserva strategica.

Per quanto riguarda gli stoccaggi ed in attesa della realizzazione della separazione proprietaria ed integrazione Snam Rete Gas – Stogit indipendenti, già precedentemente proposta, l'Autorità auspica che il Governo impegni Stogit, fin da subito, in un piano di potenziamento degli impianti esistenti.

A tal proposito va ricordato come già nel 1998 e poi nel 2000 fossero state assegnate concessioni per nuovo stoccaggio su cui a tutt'oggi non sono stati avviati lavori. Si tenga presente che, se i lavori su tali concessioni si fossero svolti con le tempistiche usuali, già da almeno due anni l'Italia disporrebbe di trenta milioni di metri cubi al giorno di gas di punta e tre miliardi di metri cubi l'anno di stoccaggio. Ciò significa che avrebbero potuto essere evitate sia l'emergenza dello scorso marzo, sia quella affrontata in questi giorni. Inoltre, l'accumulo negli stoccaggi di gas acquistato a condizioni di mercato assai più favorevoli delle attuali, consentirebbe oggi di beneficiare quantomeno di una scorta economicamente conveniente, se non addirittura di poter reimmettere tale gas (fatte salve le prioritarie esigenze della sicurezza) sul mercato internazionale con benefici per il sistema paese.

Nelle attuali condizioni di limitata capacità di stoccaggio, invece - pur al netto dei benefici derivati da nuove disposizioni di legge sugli ammortamenti, intervenute nel 2003 - l'utile netto di Stogit nel 2004 è stato pari al 30% dei ricavi complessivi. Si tenga conto che le migliori performance di tutto il settore energetico, che sono poi quelle delle compagnie petrolifere, non vanno oltre il 16% di utile netto sui ricavi.

L'Autorità non ha il potere di costringere gli operatori ad effettuare investimenti ma solo quello di renderli ragionevolmente profittevoli; la mancata realizzazione degli investimenti può rispondere a logiche diverse da quelle del business regolato e rende quindi urgente un intervento del governo e

del Parlamento che escluda eventuali manovre di restrizione dell'offerta di stoccaggi che favorirebbero il controllo del mercato del gas da parte del soggetto dominante.

In attesa della auspicata e urgente realizzazione della terzietà e dell'indipendenza di Stogit, con la delibera n. 119/05, l'Autorità ha definito nuove regole di accesso ai servizi di stoccaggio secondo criteri che favoriscano lo sviluppo della concorrenza e il miglioramento dell'efficienza e della sicurezza del sistema gas. Il provvedimento che recepisce quanto disposto dal nuovo Regolamento europeo del settore gas, contiene inoltre le norme per la definizione dei codici di stoccaggio che dovrebbero rafforzare l'offerta dei servizi speciali e di flessibilità dello stoccaggio.

e) Hub italiano per l'Europa

La costruzione di infrastrutture (di adduzione, trasporto e stoccaggio) adeguate all'auspicato aumento dell'offerta costituisce inoltre il presupposto perché si inneschi una vera competizione sui prezzi e perché l'Italia possa diventare un vero e proprio *hub* del Sud Europa, base di scambio per i mercati internazionali di approvvigionamento e consumo.

In sostanza un forte impulso agli sviluppi infrastrutturali delineati dovrebbe consentire, dopo aver risolto i più urgenti problemi nazionali rappresentati (di mercato e sicurezza), una trasformazione dell'Italia da Paese importatore di gas a Paese di transito, con tutti i vantaggi che una simile condizione potrebbe garantire ai consumatori nazionali (disponibilità, continuità ed economicità del servizio). Un simile percorso di sviluppo appare per altro urgente anche per sopravvivere, per tempi e volumi, progetti concorrenti già previsti da altri Paesi (dei Balcani e della Penisola Iberica).

7. AFFIDABILITÀ E QUALITÀ DEI SERVIZI

7.1 Qualità tecnica e commerciale

L'Autorità ha da tempo adottato una modalità di regolazione, incentivante, volta a premiare i recuperi di affidabilità, efficacia ed efficienza nella erogazione dei servizi; tale modalità continua a dare buoni frutti. L'Autorità fissa standard di qualità, di anno in anno sempre più impegnativi, che devono essere rispettati dagli operatori per non incorrere in penalizzazioni; i risultati migliori di quelli obbligatori vengono invece premiati.

Riguardo ai risultati della azione regolatoria, sono stati resi noti i dati definitivi 2004 che, per la "qualità tecnica", confermano un sensibile e continuo miglioramento sia in termini di "durata" che di "numero" delle interruzioni del servizio elettrico; emerge pure evidente una sensibile riduzione della forbice fra la qualità del servizio del nord e del sud del Paese. Gli ultimi miglioramenti, in termini di durata delle interruzioni, mettono l'Italia nel primo gruppo dei Paesi europei (sotto i 100 minuti di interruzione all'anno, insieme a Francia e Gran Bretagna).

Nel settore gas, l'Autorità ha introdotto un analogo meccanismo di incentivi. Essi premiano: la riduzione delle dispersioni di gas; il maggior numero di controlli del grado di odorizzazione del gas stesso; la riduzione degli incidenti sugli impianti di distribuzione. Per il periodo 2006-2008 è previsto un accesso volontario al meccanismo da parte dei distributori; dal 2009 il sistema diventerà obbligatorio, pur con la dovuta gradualità, e prevedrà, in aggiunta agli incentivi, penalità per il mancato raggiungimento del miglioramento annuo obbligatorio predefinito.

Quanto al più recente consuntivo per la "qualità commerciale", si nota il buon esito del meccanismo degli indennizzi automatici introdotto dall'Autorità, che le società distributrici sono tenute a riconoscere in bolletta anche senza la formale richiesta dei clienti. Nel 2004, per il settore elettrico sono stati riconosciuti 48.305 indennizzi automatici per un ammontare complessivo di oltre 3 milioni 400 mila euro; per il settore del gas gli indennizzi automatici hanno raggiunto il numero di 19.583, per un ammontare complessivo di circa 1.200.000 euro.

Sempre nel settore gas, sono stati introdotti nuovi obblighi di tempestività per i venditori di gas, interlocutori finali dei clienti, circa la trasmissione delle richieste di prestazioni di competenza dei distributori, quali ad esempio le richieste di allaccio e di preventivazione. Inoltre, già dall'anno

scorso, i venditori di gas sono tenuti a fornire al cliente finale un codice di identificazione della richiesta di prestazione presentata.

Attualmente l'Autorità ha posto in consultazione un documento che illustra alcune proposte per: il miglioramento della qualità dei "servizi commerciali telefonici" (*call center*) gestiti da imprese di vendita dell'elettricità e del gas; l'individuazione di requisiti minimi strutturali ed organizzativi.

7.2 Codice di condotta commerciale

Lo scorso 20 dicembre è stato posto in consultazione il Codice di condotta commerciale a tutela dei "clienti idonei o liberi" che ricevono offerte per concludere contratti di fornitura di energia elettrica nel mercato libero. Il Codice è rivolto agli esercenti il servizio di vendita di energia elettrica, e tutela circa 7 milioni di clienti "idonei" finali (piccole imprese, artigiani, e altri soggetti titolari di partita IVA) con consumi fino a 100.000 kWh/anno. Il Codice tutelerà anche i clienti domestici che diventeranno "idonei" a partire dal 1 luglio 2007. Tale Codice riguarda le regole di correttezza e trasparenza da applicare nelle fasi di promozione delle offerte e di conclusione del contratto di fornitura; l'obiettivo è quello di garantire al cliente la piena informazione e la possibilità di confrontare i prezzi delle diverse offerte ricevute, affinché i clienti finali possano trarre vantaggi dal mercato scegliendo tra diverse offerte, in modo consapevole ed informato. Le proposte dell'Autorità riguardano la trasparenza dei messaggi pubblicitari, 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. Per i contratti conclusi fuori dai locali commerciali, o mediante tecniche di comunicazione a distanza, deve inoltre essere assicurato il diritto di ripensamento. In questa fase di avvio, 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.

7.3 Sicurezza nella distribuzione di gas

Nel 2004 è aumentata, rispetto all'anno precedente, la quota di rete ispezionata, sia per le condotte in alta e media pressione, sia per quelle in bassa pressione. Significativo è stato anche l'aumento del numero dei controlli dell'odorizzazione del gas (effettuati con l'ausilio della Guardia di Finanza e della Stazione Sperimentale per i Combustibili); la tempestività, nel servizio di pronto intervento su chiamata telefonica prestato dai distributori, si è collocata di poco oltre la media di 36 minuti ed in oltre il 95% dei casi l'intervento è avvenuto entro 60 minuti dalla chiamata.

Tuttavia, sul fronte della sicurezza gas, l'Autorità, con [segnalazione](#) del 20 settembre 2005, ha presentato a Parlamento e Governo osservazioni e proposte anche in merito: ai criteri di qualificazione degli installatori ed i percorsi per un loro costante aggiornamento; all'efficacia dei meccanismi di garanzia rispetto ai soggetti che risultino inadempienti rispetto alla legge; al rafforzamento delle verifiche della corretta esecuzione degli impianti; alla semplificazione della documentazione prevista; al coordinamento delle iniziative in tema di sicurezza degli impianti di utenza.

8. USO EFFICIENTE DELL'ENERGIA

Nel dicembre 2004 l'Autorità ha completato la definizione della regolazione attuativa dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 in materia di efficienza energetica, che hanno introdotto il mercato dei cosiddetti "titoli di efficienza energetica" o "certificati bianchi".

Il meccanismo, che rappresenta una novità anche in ambito internazionale, si basa sull'imposizione di obblighi annuali di risparmio energetico in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale di maggiori dimensioni per il quinquennio 2005-2009. Nel complesso, al quinto anno di

applicazione dei decreti dovranno essere raggiunti risparmi di energia primaria pari a 2,9 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio/anno. I decreti prevedono che ulteriori obblighi per gli anni successivi al 2009 siano definiti dai competenti ministeri entro il settembre 2006.

Nel primo anno di applicazione del meccanismo (2005) gli obblighi assegnati dall'Autorità ai distributori di energia elettrica e di gas naturale sulla base dei criteri di assegnazione definiti dai decreti ministeriali sono pari a 155.000 tonnellate equivalenti di petrolio.

Dal novembre 2004 l'Autorità ha avviato l'accreditamento delle società di servizi energetici ai sensi dei decreti ministeriali e della regolazione attuativa emanata dall'Autorità (delibera n. 200/04). Tali società possono sviluppare progetti di risparmio energetico in proprio, ottenere l'emissione di titoli di efficienza energetica a seguito della certificazione da parte dell'Autorità dei risparmi energetici conseguiti e vendere tali titoli ai distributori soggetti agli obblighi definiti dai decreti. Dall'avvio della procedura sono pervenute all'Autorità oltre 600 richieste di accreditamento, segnale di un forte interesse da parte degli operatori del settore per il meccanismo introdotto.

Dal 1 gennaio 2005, oltre alle società di servizi energetici accreditate dall'Autorità, tutti i distributori di energia elettrica e di gas naturale (sia quelli soggetti agli obblighi di risparmio definiti dai decreti ministeriali, sia quelli non soggetti a tali obblighi) hanno potuto presentare all'Autorità di proposte di progetti di risparmio energetico e richieste di verifica e certificazione dei risparmi energetici conseguiti.

Ad oggi sono pervenute agli uffici dell'Autorità:

- oltre 150 proposte di progetto e di programma di misura per interventi valutabili con metodologie a consuntivo;
- oltre 350 richieste di verifica e di certificazione dei risparmi energetici conseguiti da singoli progetti.

Per la maggior parte delle proposte pervenute è stato necessario effettuare un supplemento di istruttoria. Circa il 30% delle proposte per le quali si è conclusa la valutazione è stato approvato e una percentuale analoga è stata rigettata per non conformità al disposto dei decreti ministeriali e/o delle Linee guida per l'attuazione dei decreti emanate dall'Autorità. Per circa un quinto delle proposte pervenute gli uffici hanno richiesto ai Ministeri competenti un parere circa l'ammissibilità degli interventi proposti ai sensi dei decreti ministeriali, ricevendo parere positivo per tutte le richieste fino ad oggi considerate. La qualità delle proposte inviate dai soggetti interessati e la loro conformità al disposto dei decreti ministeriali e della regolazione attuativa emanata dall'Autorità va migliorando nel tempo e con essa si assiste ad una graduale ma costante riduzione della percentuale di proposte rigettate.

Per quanto riguarda le richieste di verifica e di certificazione dei risparmi energetici, la maggior parte delle richieste pervenute si concentra su interventi per i quali l'Autorità ha sviluppato e adottato, a seguito della consultazione di tutti i soggetti interessati, metodologie semplificate per la quantificazione dei risparmi conseguiti. Tale tendenza conferma l'utilità del consistente sforzo tecnico intrapreso dall'Autorità per promuovere la realizzazione di interventi e il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico fissati dal Legislatore attraverso un contenimento dei relativi costi amministrativi in capo ai soggetti interessati.

Ad oggi l'Autorità ha completato la valutazione di circa un centinaio delle oltre 300 richieste pervenute. Nelle prossime settimane saranno avviate le prime certificazioni dei risparmi energetici conseguiti con tali progetti.

I risultati delle verifiche e delle valutazioni effettuate dagli uffici, il complesso delle richieste di certificazione pervenute e le ragionevoli attese su quelle che ancora potranno essere trasmesse all'Autorità, fa ritenere al momento che, qualora la valutazione di tali richieste ancora da effettuare risultasse positiva, gli obiettivi fissati per il 2005 potranno essere raggiunti. Sarà possibile avere conferma di questa ipotesi soltanto nei primi mesi del 2006, una volta conclusa la fase di

presentazione e di valutazione delle richieste di certificazione relative all'anno 2005.

Sulla base dei progetti ricevuti e valutati ad oggi dall'Autorità, è ragionevole attendersi che almeno la metà degli obiettivi assegnati ai distributori sarà conseguita attraverso miglioramenti nell'efficienza d'uso (e dunque riduzioni dei consumi) di energia elettrica e di gas naturale, contribuendo per questa via anche a ridurre la dipendenza energetica dall'estero del nostro paese a parità di servizi energetici goduti. L'altra metà, ai sensi dei decreti ministeriali, potrà essere conseguita anche attraverso miglioramenti nell'efficienza d'uso di altre forme di energia.

A valle della certificazione dei risparmi conseguiti dai progetti, gli uffici dell'Autorità trasmetteranno al Gestore del Mercato Elettrico richieste di emissione di titoli di efficienza energetica corrispondenti, in volume, ai risparmi certificati. Questi titoli potranno successivamente essere venduti dai soggetti titolari attraverso contratti bilaterali o nell'apposito mercato organizzato dal GME sulla base di regole approvate dall'Autorità nell'aprile 2005 (delibera n. 67/05). La vendita avverrà prevalentemente da parte delle società di servizi energetici e dei distributori di energia elettrica e di gas naturale non soggetti agli obblighi fissati dai decreti ministeriali, a favore dei distributori che sono invece soggetti a tali obblighi e che avranno deciso di rispettarli solo in parte attraverso progetti di risparmio energetico sviluppati in proprio. Al mercato saranno ammessi anche intermediari finanziari e altri soggetti che rispetteranno i requisiti di ammissione previsti nelle Regole disposte dal GME su approvazione dell'Autorità.

Il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico definiti dai decreti ministeriali consentirà di raggiungere, a costi assai più contenuti rispetto a soluzioni alternative sul lato offerta del mercato, riduzioni significative delle emissioni climalteranti associate alla produzione e al consumo di energia (contribuendo per questa via anche al rispetto degli impegni di Kyoto), rilevanti risparmi nella bolletta energetica dei singoli consumatori e del sistema Paese e miglioramenti della affidabilità del sistema elettrico e della sicurezza degli approvvigionamenti energetici.

Al fine di sostenere i necessari sviluppi operativi richiesti per l'attuazione dei consistenti programmi sopra ricordati, l'Autorità si avvarrà anche di collaborazioni professionali e specialistiche esterne. A questo scopo è stata firmata una convenzione con l'Enea, che assicurerà un supporto per le attività di valutazione dei progetti e di quantificazione dei risparmi energetici.

9. CONTENZIOSO E PERCORSI GIURISDIZIONALI

Il settore energetico necessita, forse più che altri comparti produttivi, di un quadro normativo e regolatorio stabile e sicuro. L'importanza degli investimenti in gioco, i loro tempi di ritorno relativamente lunghi, la vita attesa di un impianto, la durata dei contratti di fornitura, la prevedibilità delle tariffe, sono solo alcune delle ragioni più macroscopiche di questa particolare necessità settoriale. In tale contesto, fatto salvo ovviamente il fondamentale diritto di ognuno di promuovere ogni azione a tutela di legittimi interessi, sembra opportuno richiamare l'attenzione anche sulla utilità che i ricorsi amministrativi avversi a provvedimenti dell'Autorità non vengano attivati con pure finalità dilatorie. Ciò non fa bene al sistema, introducendo elementi di instabilità a discapito di assetti normativi che devono essere sempre più stabili, certi e tempestivi. A questo fine potrebbe essere utile ripensare le modalità di valutazione giurisdizionale delle decisioni di organi tecnici come le Autorità di settore, senza invocare una giurisdizione separata ma piuttosto una specializzazione degli organi della giustizia amministrativa. D'altra parte alcune proposte di legge avanzate per dotare la giurisdizione di strumenti specifici per soggetti nuovi rispetto all'ordinamento, quali le Autorità indipendenti, dimostrano un generale interesse per la questione.

10. PROCESSI DI CONSULTAZIONE E PROGRAMMAZIONE DELL'ATTIVITÀ DI REGOLAZIONE

L'Autorità sta dedicando particolare impegno allo sviluppo dell'interlocuzione con tutti gli stakeholders del sistema energetico. In questo senso dopo la pubblicazione, all'inizio del 2005, delle proprie "Linee guida dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il gas per il piano triennale 2005-2007 e per il piano operativo 2005" ha già pubblicato il proprio "Piano triennale 2006-2008" di attività.

Pubblicando il nuovo Piano triennale con la prima delibera dell'anno, l'Autorità intende, fra l'altro: rendere sempre più trasparente la propria azione amministrativa; delineare per tempo e con chiarezza gli obiettivi e le scadenze principali dell'attività prevista; offrire alle Istituzioni, ai consumatori ed agli operatori un quadro programmato flessibile delle proprie iniziative future, utile anche al fine delle consultazioni che saranno via via sviluppate in merito.

L'azione dell'Autorità, orientata da principi di continuità, tempestività, efficacia ed efficienza, si svilupperà, come in passato, sulla base del mandato della legge istitutiva e in sintonia con la normativa pertinente. In questo senso, l'Autorità esplicherà la propria azione indipendente all'interno di una cornice progressivamente e dinamicamente delineata da norme europee e nazionali, nonché da accordi internazionali (ad esempio, quelli previsti per il bacino del Mediterraneo o dal recente Trattato per il Sud-est Europa).

In tale contesto, l'attività di regolazione, controllo e segnalazione dell'Autorità, farà riferimento, nel prossimo triennio 2006-2008, agli obiettivi generali ed alle seguenti azioni.

Promuovere la concorrenza e tutelare i consumatori

In termini di: sostegno all'apertura dei mercati dal lato della domanda; completamento, sviluppo e adeguamento del mercato elettrico; sviluppo della liberalizzazione e della concorrenza per il mercato del gas; azioni per contribuire al disaccoppiamento del prezzo del gas dal petrolio; armonizzazione dei mercati elettrico e del gas a livello nazionale e transnazionale.

Sostenere l'efficienza e l'economicità delle attività sviluppate in monopolio di fatto; promuovere gli investimenti

Garantendo una sempre più conveniente, trasparente e non discriminatoria accessibilità e fruizione di infrastrutture e di sistemi regolati. Contribuendo alla adeguatezza e sicurezza del sistema e delle sue infrastrutture. Promuovendo: efficienza e separazione societaria per le attività di misura; adeguate economie di scala nella distribuzione gas.

Assistere e tutelare l'utente finale dei servizi energetici

Considerando: la qualità dei servizi; la sostenibilità sociale degli stessi; la funzione arbitrale e la soluzione delle controversie.

Sostenere le scelte e le politiche per lo sviluppo sostenibile

Con riferimento: alla tutela ambientale, lato generazione ed offerta; alla promozione delle fonti rinnovabili; all'uso razionale dell'energia; all'emission trading e agli altri strumenti connessi al protocollo di Kyoto.

Vigilare sulla corretta applicazione delle norme e degli standard di settore

Attraverso: le potenziate attività di verifica e controllo; indagini ed istruttorie, finalizzate anche ad eventuali provvedimenti prescrittivi o sanzionatori.

Sviluppare l'interlocuzione con gli stakeholders di sistema

Valorizzando: i rapporti con i soggetti istituzionali nazionali, della Unione Europea e dei Paesi più rilevanti per gli interessi nazionali ed europei; gli strumenti di consultazione per i consumatori e gli operatori; l'analisi di impatto della regolazione (AIR); l'informazione, la comunicazione ed i rapporti con i media.

Secondo la nuova procedura di programmazione adottata dall'Autorità, e sempre al fine di ampliare ed approfondire il dialogo con i consumatori e gli operatori di settore, il nuovo Piano triennale 2006

– 2008 sarà pure oggetto di un’audizione generale a consultazione pubblica. Tale audizione avrà luogo subito dopo la presentazione al Parlamento ed al Governo della “Relazione sullo stato dei servizi e dell’attività svolta” (prevista istituzionalmente ed annualmente entro il mese di giugno). L’audizione generale riguarderà quindi il “Piano triennale” e la stessa “Relazione annuale”, costituendo così una opportunità per ricevere anche dai consumatori e dagli operatori, possibili commenti o contributi propositivi eventualmente utili per la formulazione del prossimo aggiornamento periodico annuale dello stesso Piano triennale.