



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**INDAGINE CONOSCITIVA SULLA DINAMICA DEI PREZZI DELLA
FILIERA DEI PRODOTTI PETROLIFERI E SULLE RICADUTE DEI COSTI
DELL'ENERGIA E DEL GAS SUI REDDITI DELLE FAMIGLIE E SULLA
COMPETITIVITÀ DELLE IMPRESE**

Memoria per l'audizione presso la
X^a Commissione Industria Commercio, Turismo del Senato

Roma, 12 novembre 2008

INDICE

1. Struttura e organizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas

1.1 I mercati all'ingrosso

1.1.1 Il livello di concorrenza

1.1.2 I costi di produzione e di importazione; gli effetti del prezzo del petrolio

1.1.3 Le limitazioni delle infrastrutture di produzione, importazione e trasporto

1.2 I servizi regolati

1.3 I mercati retail

2. Prezzi energia elettrica e gas

2.1 Bolletta dell'energia elettrica

2.2 Bolletta del gas

2.3 Modalità di aggiornamento delle condizioni economiche

2.4 Confronto internazionale

2.5 Interventi di alleggerimento sui costi dell'energia effettuati dall'Autorità

3. Eventuali interventi normativi a favore dei consumatori

3.1 Eventuali interventi di carattere fiscale

3.2 Eventuali Interventi sulla struttura dei mercati

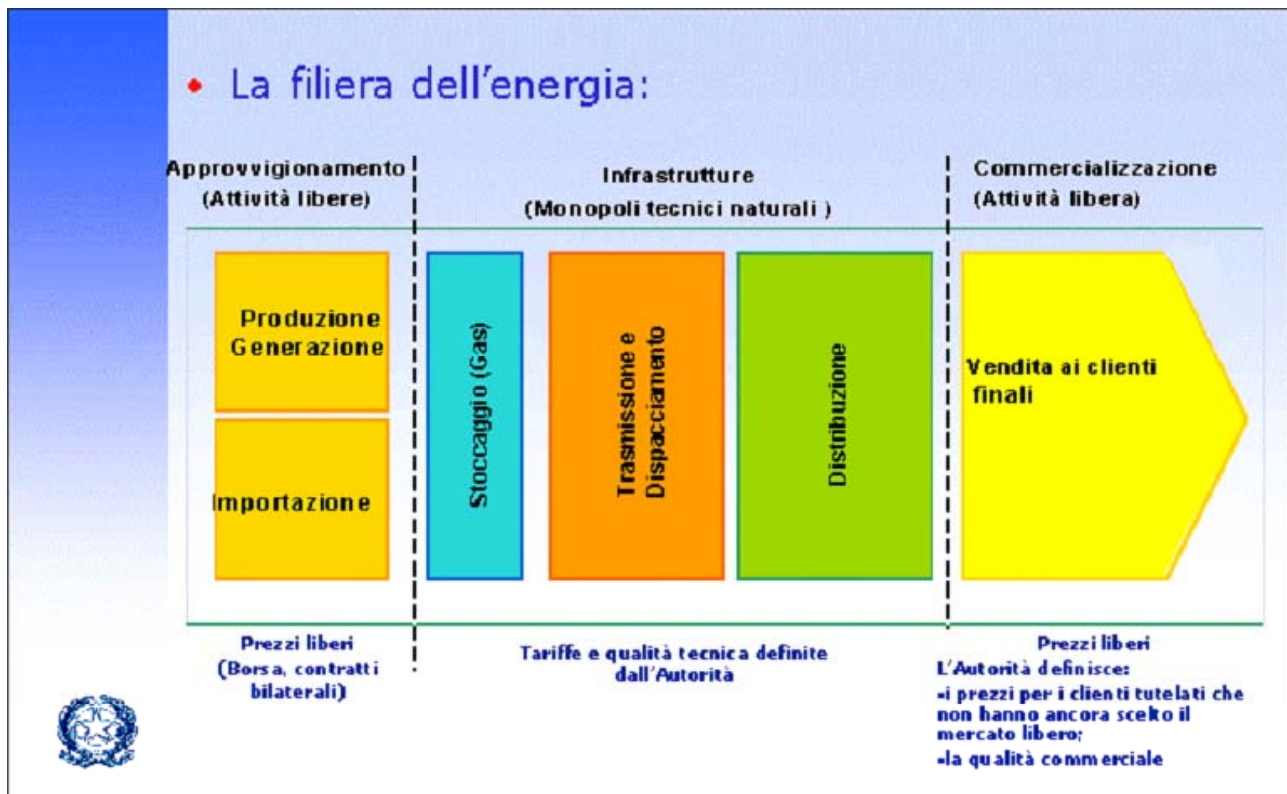
3.3 Eventuali interventi a tutela dei consumatori

4. Nota su Robin Hood Tax

1. STRUTTURA E ORGANIZZAZIONE DEI MERCATI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS

In esito al processo di liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas naturale, in corso da oltre un decennio sulla base di interventi normativi di livello europeo e nazionale, lo stato attuale dei rispettivi mercati è caratterizzato essenzialmente da:

- mercati all'ingrosso, nei quali i prezzi sono liberi e le contrattazioni (tra produttori o importatori e grossisti o clienti) avvengono tramite contratti bilaterali o, nel caso dell'energia elettrica, attraverso mercati regolati (cd "borsa elettrica");
- servizi regolati, le cui tariffe sono determinate dall'Autorità, che comprendono tutte le attività connesse a monopoli naturali quali la trasmissione, il dispacciamento, la distribuzione e, nel caso del gas, lo stoccaggio; anche i livelli di qualità di tali servizi sono fissati e regolati dall'Autorità;
- mercati retail, nei quali i prezzi sono liberi, ma sussiste ancora l'obbligo per i venditori di offrire condizioni di prezzo fissate dall'Autorità ai clienti "tutelati", costituiti sostanzialmente dai clienti domestici e dalle piccole imprese, che non abbiano ancora scelto di accettare offerte sul mercato libero; l'Autorità determina anche i livelli di qualità commerciale, ovvero delle garanzie e delle prestazioni (diverse dal prezzo) che i venditori debbono garantire ai clienti.



1.1 I mercati all'ingrosso

I fattori di maggiore rilevanza che influenzano i prezzi dei mercati all'ingrosso sono:

- A) il livello di concorrenza;
- B) i costi di produzione o importazione, ivi inclusi gli effetti del prezzo del petrolio;
- C) le limitazioni delle infrastrutture di produzione, importazione e di trasporto (congestioni).

1.1.1 Il livello di concorrenza

Il livello di concorrenza nel mercato dell'energia elettrica e del gas naturale è molto diverso a causa delle asimmetrie esistenti sia in termini di peso dell'operatore dominante che di proprietà e gestione degli asset e delle attività necessarie allo sviluppo dei mercati.

La tavola seguente riassume le principali asimmetrie.

Asimmetrie tra i mercati all'ingrosso dei settori dell'energia elettrica e del gas

	ENERGIA ELETTRICA	GAS
LIVELLO DELLA CONCORRENZA	Non del tutto soddisfacente, ma in progresso	Inadeguato progresso difficile
PESO DELL'OPERATORE DOMINANTE (produzione + importazione)	27,9%	66,6%¹ (71,7% incluse le vendite innovative)
CESSIONE DI ASSET DELL'OPERATORE DOMINANTE	SÌ 3 GENCO	NO
TERZIETA' DELLA PROPRIETA' DELLE INFRASTRUTTURE A RETE	SÌ TERNA	NO SNAM RETE GAS (ENI)
TERZIETA' DEI SERVIZI A RETE (DISPACCIAMENTO)	SÌ TERNA	NO SNAM RETE GAS (ENI)
TETTI ALL'OPERATORE DOMINANTE	SÌ 50% per sempre	SI 61% (netto autoconsumi) solo fino al 2010
ESISTENZA DI MERCATI REGOLATI	SÌ Mercato del giorno prima Mercato di aggiustamento Mercato servizi dispacciam. Mercato fisico a termine Mercato finanziario (derivati)	NO Esiste solo un punto di scambio virtuale gestito da SNAM RETE GAS (ENI)

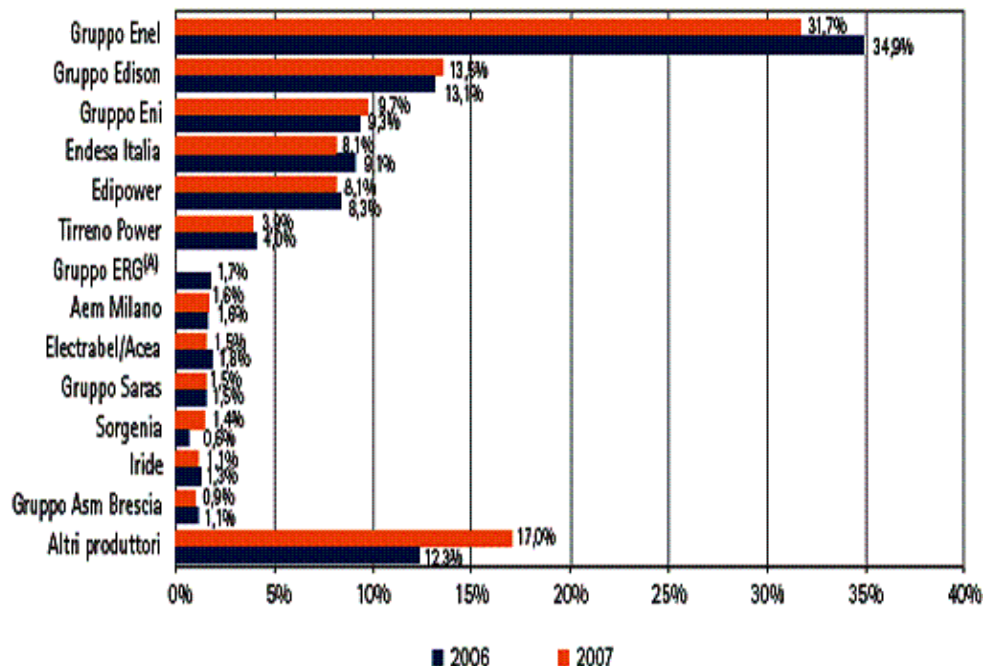
Energia elettrica

Di fatto nel settore elettrico esistono ormai numerosi produttori di dimensione efficiente ed il peso dell'operatore maggiore, l'ENEL, pur essendo rilevante, soprattutto in alcune zone del Paese e per alcune tipologie di impianti (impianti di punta), è ridotto a meno di un terzo del totale della produzione.

¹ Il dato non si confronta con il limite dei tetti sotto riportato, che prevede una specifica formula di calcolo (es al netto degli autoconsumi)

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda

Confronto 2006-2007,
dati in percentuale



Lato domanda, nel mercato all'ingrosso del settore elettrico operano numerosi soggetti, inquadrabili in tre categorie:

- le società di vendita degli operatori integrati;
- i grossisti che non fanno parte di gruppi con disponibilità di impianti di produzione;
- alcuni grandi clienti finali.

In tale mercato opera inoltre l'Acquirente Unico S.p.A.(AU), società interamente pubblica che acquista sul mercato l'energia per soddisfare la domanda dei clienti tutelati (domestici e piccole imprese) che non hanno ancora scelto di acquistare sul mercato libero.

L'AU è di fatto ancora il più grande grossista, posto che acquista circa il 30% della domanda nazionale, ma opera in piena concorrenza con gli altri operatori, senza alcun vantaggio normativo.

L'efficienza dell'AU, ovvero la sua capacità di acquistare a prezzi competitivi, ha immediato rilievo, come si vedrà più avanti, per la determinazione trimestrale dei prezzi dell'Autorità per i "clienti tutelati".

Desta quindi preoccupazione la disposizione dell'art.16-bis, comma 2 e 4, del d.d.l. 1441-ter, approvato in prima lettura alla Camera dei Deputati e ora all'esame del Senato della Repubblica, che prevede la soppressione della Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) e il trasferimento delle sue funzioni e compiti all'Acquirente Unico S.p.A, fatta eccezione per le attività di accertamento e verifica di natura tecnica, trasferite al Gestore dei servizi elettrici S.p.A.

La citata previsione legislativa finirebbe infatti per assegnare all'AU, pur indirettamente, molti e delicati compiti di regolazione economica.

Assegnare funzioni amministrative ed esecutive di regolazione economica ad una Società per azioni appare già di per sé una scelta densa di implicazioni negative (si pensi ai possibili rallentamenti nei processi decisionali, imposti dalle regole di *governance interna*).

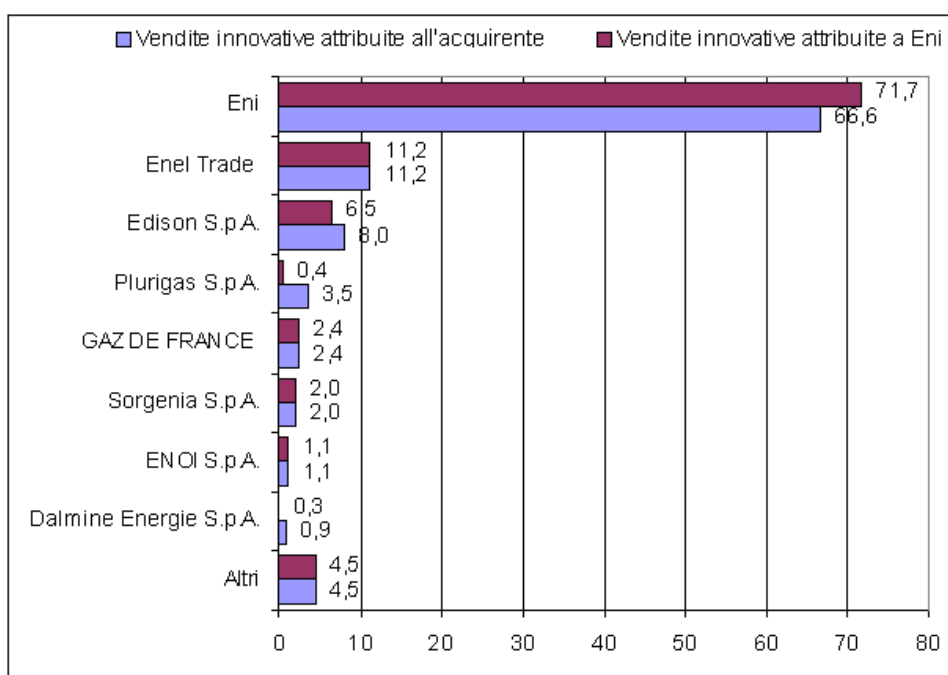
La fusione di AU e CCSE determinerebbe una sovrapposizione indebita fra funzioni amministrative tipiche di un soggetto terzo (e pubblica istituzione, la CCSE) e funzioni ed obiettivi propri di un operatore di settore, quale è oggi l'AU, che secondo quanto previsto dall'art. 4 del d.lgs. 79/1999, "stipula e gestisce contratti di fornitura al fine di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva di energia elettrica necessaria e la fornitura di energia elettrica", generando così potenziali distorsioni del mercato, censurabili anche a livello europeo, ed altresì discriminazioni a

danno degli altri operatori del mercato all'ingrosso dell'energia, oltre a incidere sulla potestà tariffaria e regolamentare dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Gas naturale

Nel settore del gas ENI rappresenta invece il 71,7% delle disponibilità nazionali (importazioni nette più produzione nazionale), includendo le cessioni alla frontiera, le cosiddette “vendite innovative”. Del restante 28,3%, i principali concorrenti, Enel ed Edison, coprono rispettivamente percentuali pari all'11,2 e al 6,5% (dati 2007). Se dalle disponibilità dei concorrenti di Eni si escludono i volumi di gas direttamente destinati agli autoconsumi della produzione elettrica, la quota di gas finalizzata alla commercializzazione per questi soggetti dal 28,3% scende sotto il 10%.

Contributo alla disponibilità di gas (produzione + importazione) nell'anno 2007 - Valori percentuali



Si tratta quindi di un mercato che non ha e non può ancora avere alcuna caratteristica di competizione.

Il prezzo è dettato dal riferimento costituito dal prezzo dell'ENI. Gli altri operatori si pongono ad un livello di prezzo simile o addirittura superiore, approfittando degli “spazi” di mercato lasciati dall'ENI.

Lato domanda, anche nel mercato all'ingrosso del settore gas operano numerosi soggetti.

Non esiste invece, come nel caso dell'energia elettrica, un unico soggetto deputato all'acquisto per i “clienti tutelati” (domestici e piccole imprese) che non hanno ancora scelto di acquistare sul mercato libero. Di fatto questa funzione è svolta dalle società di vendita appartenenti a gruppi che operano nel settore della distribuzione. Tali soggetti hanno in effetti limitatissime possibilità di contrattazione, posta la scarsità di offerte alternative all'ENI, e subiscono i prezzi dettati dall'offerta.

Per questo motivo l'Autorità non assume come riferimento, per la determinazione trimestrale dei prezzi per i clienti tutelati, i prezzi dei contratti bilaterali, bensì un indice, denominato QE, calcolato sulla base delle informazioni assunte sui contratti di importazione degli operatori ed internazionali. Tali informazioni sono incomplete, a causa della indisponibilità degli operatori (ciò è stato fonte di lunghi contenziosi amministrativi), ma hanno consentito di individuare livelli di prezzi più

favorevoli per i clienti e compatibili con la sopravvivenza sul mercato degli operatori diversi da ENI.

Lo scenario non potrebbe cambiare anche affidando ad AU nel gas lo stesso ruolo che svolge nel settore elettrico, come previsto dal testo del d.d.l. 1441 ter.

Allo stato odierno, ovvero con:

- un mercato all'ingrosso caratterizzato da un'offerta che a stento riesce a far fronte alla domanda e a garantire la sicurezza del sistema;
- l'ENI che controlla direttamente o indirettamente (tramite le vendite alla frontiera) più del 70% dell'offerta ed esercita, altresì, il controllo di tutte le infrastrutture di accesso al mercato italiano e sulle quali sono costrette quindi a transitare le forniture di ogni eventuale concorrente;
- l'assenza di una rete di trasporto indipendente che disincentiva gli investimenti di operatori terzi in quanto l'imparzialità dell'accesso alla rete e della gestione del dispacciamento non è garantita dall'indipendenza dell'operatore di rete, ma solo dal controllo ex post dell'Autorità e dell'Antitrust (che possono sanzionare, come già avvenuto in vari casi, ma non impedire ex ante comportamenti anticoncorrenziali);
- l'impossibilità di un funzionamento imparziale di mercati organizzati (borsa del gas) il cui esito, assieme al dispacciamento, dovrebbe essere oggi necessariamente gestito da un'azienda controllata da uno dei concorrenti in gioco, per giunta il dominante;

l'AU sarebbe nei fatti costretto ad approvvigionarsi in massima parte dall'ENI senza sostanziali possibilità di contrattare il prezzo. Il rischio è quindi di dare caratteristiche di mercato ad un prezzo che rimarrebbe comunque un prezzo ENI sia nel mercato all'ingrosso sia nelle forniture dei clienti tutelati.

Né bastano la positiva entrata in servizio, prevista per la stagione 2009-2010, del terminale GNL di Rovigo o i potenziamenti su Tag e TTPC – da tempo attesi - a far ipotizzare una vera concorrenza. Qualche preoccupazione desta quindi la possibilità che questa riconfigurazione non preveda un'opportuna esplicita gradualità nella sua messa in atto, condizionata al raggiungimento delle precondizioni affinché un'effettiva concorrenza possa dispiegare i suoi effetti nel mercato all'ingrosso.

1.1.2 I costi di produzione e di importazione e gli effetti del prezzo del petrolio

Nel settore elettrico i costi di produzione dipendono dal mix di fonti utilizzate e dall'efficienza del parco centrali.

Il mix è ancora molto spostato sugli idrocarburi (quasi il 70% del totale della produzione); e, in assenza di nucleare, con scarso utilizzo del carbone, con limitato apporto di sorgenti rinnovabili competitive, lo stesso oneroso mix non si è sensibilmente modificato negli ultimi anni, salvo un forte spostamento dall'olio combustibile al gas naturale.

L'efficienza è invece incrementata significativamente: il rendimento medio del parco termoelettrico è aumentato dal 39% del 2000 al 45,4% del 2007.

Produzione lorda di energia elettrica per fonte 2000-2007 (Miliardi di kWh)

	2000	2007	Δ
PRODUZIONE DA COMBUSTIBILI FOSSILI	218,6	258,8	+40,2
Solidi (carbone, lignite)	26,3	44,1	+17,8
Gas naturale (metano)	97,6	172,6	+75,0
Prodotti petroliferi (olio combustibile ecc.)	85,9	22,9	-63,0
Altri (gas derivati e di raffineria, TAR ecc.)	8,8	19,2	+10,4
PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI	51,4	49,4	-2,0
Biomasse e rifiuti	1,9	7,0	+5,1
Eolico	0,6	4,0	+3,4
Fotovoltaico	0,006	0,04	+0,03
Geotermico	4,7	5,6	+0,9
Idroelettrico	44,2	32,8	-11,4
POMPAGGI	6,6	5,7	-0,9
TOTALE	276,6	313,9	+37,3

Fonte: elaborazioni dell'Autorità su dati Terna

Nel settore del gas la produzione nazionale è da anni in continua riduzione: dal 33% della domanda finale nel 1997 essa si è ridotta all'11,6% del 2007.

Determinante è quindi la componente di importazione, che in larga parte è connessa a contratti di lungo termine i cui prezzi, espressi in dollari USA, sono di norma composti da una quota fissa (spesso modesta ed in alcuni casi nulla), indicizzata a parametri di inflazione internazionale ed una quota variabile indicizzata ad un paniere che include, sia pure con formule diverse e con pesi variabili, riferimenti a prodotti petroliferi, come oli combustibili o gasoli, e ad alcune tipologie di petrolio; in molti casi i contratti prevedono inoltre uno sfasamento temporale fino a nove mesi rispetto alla formazione dei prezzi del paniere di riferimento.

In tale contesto una variazione dei prezzi del petrolio (espressa in euro per tenere conto delle oscillazioni dei cambi spesso correlate a quelle del petrolio) determina sui costi e sui prezzi dei due mercati all'ingrosso una serie di effetti di seguito sintetizzati.

Nel gas gli operatori che non dispongono di produzione propria, ovvero di fatto tutti tranne l'ENI, subiscono una variazione dei costi quasi proporzionale al petrolio, ma differita di alcuni mesi.

L'ENI invece subisce una variazione solo per l'86% dei suoi costi, corrispondente alla quota di gas importato rispetto al totale delle sue disponibilità per la vendita. Ne deriva che in una situazione di prezzi del petrolio elevati l'ENI può agevolmente estrarre dal mercato tutta la rendita.

Da notare il fatto che nelle situazioni in cui il prezzo del petrolio scende rapidamente, come in questo periodo, si realizzano, a causa dello sfasamento temporale dei prezzi del gas, alcune

anomalie di mercato quali ad esempio prezzi degli oli combustibili (anche BTZ) molto inferiori, a parità di energia, a quelli del gas.

Nel settore elettrico quasi tutte le tipologie di offerta hanno costi in qualche misura influenzati dalle variazioni dei prezzi petroliferi, infatti:

- le produzioni ad olio combustibile o ad altri prodotti petroliferi subiscono ovviamente effetti diretti ed immediati: una variazione di 1 €/b del prezzo del petrolio induce una variazione dei costi di 1,3-1,7 €/MWh, dato anche il livello mediamente poco efficiente di tali impianti;
- le produzioni a gas naturale subiscono, come visto, effetti di dimensione quasi proporzionale ma differiti nel tempo; una variazione di 1 €/b del prezzo del petrolio induce una variazione dei costi di 0,8-0,9 €/MWh, grazie anche al livello mediamente molto efficiente di tali impianti;
- le produzioni a carbone subiscono gli effetti indiretti sul mercato internazionale del carbone, meno prevedibili ma certamente rilevabili; una variazione di 1 €/b del prezzo del petrolio induce una variazione dei costi stimabile intorno a 0,3 €/MWh.

In realtà anche alcune produzioni da fonte rinnovabile subiscono effetti da variazioni del prezzo del petrolio; ad esempio le produzioni da biomassa sono fortemente influenzate dalla connessione dei prezzi dei biocombustibili con quelli del petrolio.

Infine anche i costi delle importazioni di energia elettrica subiscono in parte tali effetti in connessione con gli impatti dei prezzi degli idrocarburi anche sui mercati dei Paesi esportatori.

Più complesso è quindi l'effetto delle variazioni del prezzo del petrolio sui prezzi all'ingrosso del mercato elettrico. Infatti la presenza di un certo livello di competizione e di un mercato articolato determina situazioni in cui, anche in funzione del livello della domanda, i margini dei produttori sono molto compressi ed altre in cui è più facile estrarre profitti.

Determinante è anche l'abilità del compratore, che ha a disposizione molteplici opzioni di mercato per coprire il suo fabbisogno.

Nella media degli scambi e nel medio periodo i prezzi appaiono in ogni caso riflettere le variazioni medie dei costi di produzione e di importazione, che, tenendo conto dei pesi delle diverse tipologie di produzione è pari a circa 0,7 €/MWh per ogni variazione di 1 €/b del prezzo del petrolio.

1.1.3 Le limitazioni delle infrastrutture di produzione, importazione e di trasporto (congestioni)

Nel sistema elettrico, si evidenzia come la capacità di produzione elettrica, grazie ai segnali economici giunti dal mercato sin dal suo avvio, registri notevoli incrementi rispetto ai primi anni 2000, consentendo di raggiungere buoni margini nazionali di adeguatezza e riserva operativa.

Per quanto riguarda la capacità produttiva installata, dall'anno 2002 sono state rilasciate autorizzazioni per la costruzione/trasformazione di centrali termoelettriche per complessivi 21.402 MWe a fronte di richieste di autorizzazione per circa 27.000 Mwe

Sussistono invece ancora rilevanti limitazioni al mercato connesse al *deficit* di infrastrutture di trasporto sia con riferimento all'interscambio con i Paesi esteri sia al trasporto tra alcune aree territoriali (ad esempio, le isole maggiori), con inevitabili ripercussioni sia in termini di sicurezza che di prezzi zonali.²

Obiettivo primario è, quindi, oltre a ridurre le congestioni di rete interne, anche incrementare l'interconnessione con l'estero.

² A tal proposito, si ricorda la delibera 97/08 del 23 luglio scorso, con la quale l'Autorità ha sollecitato Terna ad adottare i provvedimenti utili all'inserimento di tutte le unità di produzione di Sicilia e Sardegna nell'elenco delle unità essenziali in base a quanto previsto dagli articoli 63 e 65 della delibera n. 111/06, in quanto necessarie, secondo le valutazioni tecniche dello stesso gestore della rete, alla copertura del fabbisogno di energia elettrica e, di conseguenza, alla sicurezza del sistema elettrico in Sicilia e Sardegna. La delibera è oggi oggetto di contenzioso amministrativo.

Lo sviluppo dell'interconnessione fra reti di Paesi confinanti renderebbe possibile l'incremento del volume degli approvvigionamenti di energia a prezzi maggiormente competitivi rispetto alla produzione nazionale, consentirebbe di disporre di una riserva di potenza aggiuntiva e garantirebbe maggiore concorrenza sui mercati dell'energia.

La riduzione delle congestioni di rete, sia tra aree di mercato sia a livello locale, migliora lo sfruttamento delle risorse di generazione per coprire meglio il fabbisogno e per aumentare l'impiego di impianti più competitivi, con impatti positivi sulla concorrenza. Le congestioni, al contrario, ostacolano la progressione verso un'efficiente integrazione di mercato e la diffusione su tutto il territorio nazionale dei positivi effetti della concorrenza fra produttori.

Nel sistema gas le criticità riguardano invece tutte le infrastrutture della filiera.

Per valutare tali criticità è necessario analizzare il bilanciamento della domanda e dell'offerta non solo a livello annuale ma anche giornaliero, in quanto la domanda di gas naturale è molto variabile in funzione delle esigenze di riscaldamento civile.

Tale valutazione³ porta a ritenere che un sistema del gas adeguato alla attuale domanda, in grado di fronteggiare anche interruzioni invernali prolungate di una delle principali fonti di approvvigionamento, dovrebbe disporre di almeno 100 Mmc/g aggiuntivi di offerta; questo è un valore molto rilevante se confrontato con gli investimenti in corso. Basti considerare che il rigassificatore di Rovigo apporterà appena 25 Mmc/g aggiuntivi.

La situazione di deficit infrastrutturale è quindi evidente, visto anche che altre realizzazioni (nuovi stoccaggi, rigassificatori e nuovi metanodotti) sono attualmente non del tutto certe e comunque spostate nel tempo, mentre è previsto che la domanda di punta continui a crescere ad un ritmo di almeno 10 Mmc/g all'anno.

Ancora una volta, quindi, occorrerà assumere, come da tre anni a questa parte, misure proattive e di cautela per mettere al riparo il sistema e gli utenti finali da rischi immediati⁴: nei prossimi giorni

³ L'offerta massima a livello giornaliero è pari alla somma delle capacità di importazione e di produzione nazionale, nel complesso circa 310 milioni di metri cubi al giorno (Mmc/g), inclusi i recenti potenziamenti dei metanodotti da Russia e Algeria, nonché della capacità tecnica di erogazione dello stoccaggio, circa 270 Mmc/g. Tuttavia tale offerta massima, pari quindi a circa 580 Mmc/g, si realizza solo nel momento in cui gli stoccaggi sono completamente pieni. Infatti l'offerta del sistema degli stoccaggi declina rapidamente in funzione del grado di utilizzo degli stoccaggi stessi.

Poiché in inverno la domanda di gas naturale nei giorni feriali (nei quali è più elevato il consumo del settore elettrico e dell'industria) è mediamente superiore di circa 50 Mmc/g alla attuale capacità di produzione e importazione, il ricorso agli stoccaggi è indispensabile in modo sistematico e non occasionale, e quindi al termine di un inverno mediamente freddo l'offerta da stoccaggi si riduce a circa 120 Mmc/g. Complessivamente quindi l'offerta massima a fine inverno può scendere ai 430 Mmc/g, mentre la domanda può ancora raggiungere punte superiori ai 450 Mmc/g in caso di freddo particolarmente intenso.

Appare quindi evidente che, in caso di punte di freddo particolarmente intenso alla fine della stagione invernale, l'attuale sistema dell'offerta non è in grado di fronteggiare compiutamente la domanda.

Ma è altrettanto evidente che in questa situazione se ai rischi del clima si sommassero altre cause di riduzione dell'offerta invernale, quale ad esempio l'interruzione accidentale delle importazioni da uno dei principali metanodotti (che hanno capacità dell'ordine degli 80 Mmc/g), il sistema potrebbe non essere in grado di far fronte alla domanda.

⁴ In tale situazione il Governo ha dovuto intervenire negli anni scorsi con misure urgenti ed eccezionali per far fronte alle emergenze e ai rischi di black-out. Peraltro, superata l'emergenza, tende anche a smarrirsi la generale percezione dell'onerosità, in termini ambientali ed economici, delle misure stagionali adottate. Negli scorsi anni, per garantire la copertura del fabbisogno, sono stati adottati provvedimenti finalizzati a contenere i consumi di gas: massimizzando l'utilizzo dell'olio combustibile nelle centrali termoelettriche anche con deroghe ai limiti di emissione previsti dalla normativa ambientale; riducendo le temperature ed i periodi di riscaldamento nelle abitazioni; attivando contratti di fornitura interrompibile con conseguenti ulteriori costi per la collettività. A titolo di esempio si consideri che, durante l'ultima emergenza gas (inverno 2005-6), sono stati riconosciuti alla sola Enel circa 66 milioni di euro a titolo di reintegrazione dei maggiori oneri sostenuti per l'utilizzo degli impianti di produzione alimentati ad olio combustibile, con un conseguente aggravio pagato in tariffa dai consumatori.

Le politiche di emergenza, oltre ad obbligare gli esercenti a modificare il proprio mix produttivo verso combustibili meno "puliti" e più costosi del gas, vincolano l'Autorità ad adeguare le proprie deliberazioni in materia, intaccando anche la stabilità regolatoria indispensabile per il mercato.

L'Autorità provvederà a dare attuazione al recentissimo e tempestivo decreto del Ministro dello sviluppo economico che disciplina le modalità, per il prossimo inverno, dell'interrompibilità dei consumi industriali.

Tuttavia, da tempo l'Autorità per l'energia va sottolineando, anche con segnalazioni al Parlamento e al Governo, l'urgenza di assicurare al sistema produttivo e agli utenti finali un mercato del gas in grado di garantire sia la continuità che l'economicità delle forniture, con un'offerta capace non solo di seguire la dinamica della domanda (in costante crescita), ma di anticiparla proattivamente con un "fisiologico" eccesso di offerta; eccesso presente in tutti i settori veramente competitivi, e senza il quale nessun mercato può definirsi concorrenziale ed espletare la propria funzione calmierante sui prezzi. E' infatti evidente che solo una situazione infrastrutturale di piena sicurezza può supportare lo sviluppo di un compiuto mercato concorrenziale.

Per far fronte in modo strutturale alle criticità del settore del gas naturale appaiono quindi necessari interventi radicali finalizzati prioritariamente al perseguimento di tre condizioni: a) una capacità di stoccaggio proporzionata alle esigenze del sistema (sia in termini di sicurezza che di sviluppo della concorrenza); b) una rete di trasporto e di adduzione di maggiore capacità ed indipendente; c) un celere e significativo potenziamento delle infrastrutture di interconnessione con l'estero della rete nazionale, anche in funzione di una diversificazione dei Paesi produttori/fornitori, attraverso nuovi gasdotti e nuovi rigassificatori .

1.2 I servizi regolati

I servizi erogati attraverso infrastrutture o assets con caratteristiche di monopolio naturale o monopolio economico sono regolati dall'Autorità, che stabilisce sia le regole di accesso, sia le tariffe dei servizi, sia la qualità tecnica degli stessi.

Tali servizi sono il dispacciamento, la trasmissione, la distribuzione, la misura e, solo nel gas, lo stoccaggio e la rigassificazione.

In generale le tariffe di questi servizi dall'inizio della regolazione si sono sensibilmente ridotte grazie a sistemi (*price cap*) che nell'ambito di periodi regolatori di durata quadriennale incentivano l'efficienza a beneficio delle imprese e dei clienti.

Negli ultimi anni l'Autorità, per accelerare la risoluzione dei problemi infrastrutturali prima evidenziati, ha introdotto meccanismi di incentivazione che premiano l'entrata in servizio di nuove infrastrutture⁵.

La riduzione graduale e calibrata delle tariffe dei servizi non ha comportato alcuno scadimento della qualità dei servizi stessi; anzi, in molti casi la qualità è migliorata in modo significativo⁶.

⁵ Gli investimenti nella trasmissione e la distribuzione di energia elettrica e di gas gli interventi di sviluppo della rete sono favoriti per il tramite di una nuova regolazione incentivante con livelli di extraremunerazione crescenti fino al 3%, in funzione della tipologia e della efficacia in termini di valore atteso dei benefici apportati al sistema elettrico .

Gli investimenti in stoccaggio di gas sono remunerati fino ad un 4% in più per 8 o 16 anni, a seconda della tipologia dell'investimento, oltre alla normale remunerazione del capitale investito netto, quelli per trasporto e rigassificatori fino al 3% in più per 16 anni.

Per le interconnessioni dall'estero + GNL + stoccaggi sotterranei è anche prevista un'esenzione dal diritto di accesso alla rete, consentendo lo sfruttamento commerciale dell'infrastruttura da parte dell'investitore fino a 20 anni per l'80% della capacità (esenzione accordata dal Ministero dello Sviluppo Economico su criteri dell'Unione Europea e previo parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas).

⁶ Ad esempio la scelta dell'Autorità, di regolare la *continuità del servizio elettrico* attraverso incentivi e penalità, ha portato a ridurre ulteriormente le interruzioni elettriche (senza preavviso e di durata superiore a 3 minuti), sia per numero medio (sceso a 2,16 interruzioni lunghe all'anno per cliente) sia per durata complessiva (scese a 58 minuti di interruzione all'anno per cliente, con un miglioramento del 70% rispetto al 1999). Particolare soddisfazione dà la progressiva riduzione del divario pregresso tra regioni del Nord e regioni del Centro-Sud.⁶

Per quanto riguarda il settore gas, negli ultimi 5 anni la sicurezza è migliorata, con risultati coerenti con la tipologia di regolazione ed incentivi adottata.

Si evidenzia infatti, una progressiva riduzione del numero medio nazionale delle dispersioni (- 27%), delle chiamate di pronto intervento (-11%) e dei tempi fra chiamata ed intervento (scesi a 35 minuti). Inoltre il numero dei controlli da parte dei distributori sulla corretta *odorizzazione* del gas

sono aumentati di oltre il 33% dal 2003 al 2007, passando da un numero medio di 1,38 (ogni mille clienti) nel 2003 a 1,83 controlli nel 2007.

In tema di tutela dei consumatori, invece, l'Autorità ha recentemente disciplinato anche il rinnovo del parco contatori gas, con l'introduzione anche in questo caso della telegestione e di funzioni innovative⁷.

Desta perplessità, a questo riguardo, il testo del d.d.l. 1441 ter, approvato in prima lettura dalla Camera dei deputati, che al comma 15 dell'Art. 16 quater prevede che *"Ai fini di una graduale applicazione della prescrizione sul limite temporale dei bolli metrici, l'Autorità per l'energia elettrica ed il Gas stabilisce, con proprio provvedimento, le modalità e i tempi per procedere alla sostituzione dei misuratori volumetrici di gas a pareti deformabili soggetti a rimozione, assicurando che i costi delle operazioni di sostituzione non vengano posti a carico dei consumatori né direttamente né indirettamente. Con il medesimo provvedimento sono determinate le sanzioni amministrative pecuniarie che l'Autorità può irrogare in caso di violazioni, nella misura minima e massima di cui all'articolo 2, comma 20, lettera c), della legge 14 novembre 1995, n. 48167"*.

Non è chiaro infatti, se il testo sia compatibile con il normale meccanismo di remunerazione degli investimenti previsto dal sistema tariffario dell'Autorità. Tale dubbio potrebbe costituire pretesto per gli operatori per non ottemperare alla nuova disciplina.

1.2 I mercati retail

Elettricità

Da poco più di un anno il mercato elettrico *retail* è completamente libero e, soppresso il mercato vincolato (legge n. 125/2007), l'Autorità ha istituito i servizi di salvaguardia e di maggior tutela.

Il servizio di salvaguardia (istituito con legge n. 125/07) è un servizio di ultima istanza riservato a clienti che, pur sul mercato libero, dovessero trovarsi di fronte al rischio (ad es. per il fallimento del venditore) di disalimentazione. Tale servizio è stato aggiudicato con procedura concorsuale all'inizio di quest'anno ed è già attivo dall'1 maggio 2008.

Con la maggior tutela viene erogato un servizio a favore delle famiglie e delle piccole imprese che ha una duplice valenza:

- a) garantire almeno un'offerta (fra tutte le altre liberamente proponibili dai venditori in concorrenza) a condizioni determinate dall'Autorità;
- b) garantire un servizio di ultima istanza per quei clienti, aventi diritto alla maggior tutela, che si siano rivolti al mercato libero ma che incontrassero eventualmente seri rischi per la continuità di alimentazione (ad es. fallimento del venditore).

La regolazione della "maggior tutela" e del mercato libero retail si è mossa e si muove su due direttrici:

- a) eliminare barriere e frizioni che condizionino la libera scelta del consumatore, per far sì che la concorrenza si svolga il più possibile in un contesto di *par condicio* regolamentare tra venditori;
- b) promuovere per il consumatore scelte sempre più libere, consapevoli e convenienti.

In questo senso è stato istituito un elenco di venditori, a partecipazione volontaria, soggetto a controlli e pubblicato sul sito dell'Autorità.

Per i consumatori dotati dei nuovi contatori elettronici è stata prevista una progressiva disponibilità di prezzi diversificati, più aderenti ai costi e per promuovere utilizzi in ore non di picco e meno onerose. Tra un anno e mezzo infatti tutti i clienti, incluse le famiglie, avranno prezzi differenziati tra ore piene e ore vuote e tra periodi di alta stagione e bassa stagione.

Per il settore elettrico sono stati definiti tempi precisi per la completa diffusione, già ad uno stadio molto avanzato, del servizio con contatori elettronici e sono stati introdotti specifici indicatori destinati al monitoraggio delle prestazioni di sistema.

Nel gas l'Autorità ha provveduto, anche su istanza delle Associazioni dei consumatori, a rafforzare la regolazione riguardante le richieste di verifica dei misuratori gas avanzate dai consumatori, prevedendo la sostituzione gratuita del misuratore in caso di esito negativo della verifica e stabilendo, da una parte, nuove regole per la ricostruzione dei consumi in base agli esiti della verifica stessa e, dall'altra, agevolazioni per i clienti nel caso in cui il misuratore da sottoporre a controllo risulti vetusto.

⁷ Ad esempio, conversione automatica, nel contatore, della misura volumetrica alle condizioni standard di temperatura e pressione; disattivazione da remoto dell'erogazione

Il processo di migrazione al mercato libero ha già riguardato, in poco più di un anno, oltre 2 milioni di clienti, più del 6% della base di partenza (34 milioni di clienti). Questo tasso è coerente con le percentuali di switching dei Paesi storicamente più avanzati nelle liberalizzazioni (ad es. Inghilterra, all'apertura del suo mercato retail).

Gas

Anche per il settore gas, la legge n. 125/07 ha previsto meccanismi di “tutela” per i clienti domestici, al fine di garantire i piccoli consumatori, caratterizzati da un limitato potere contrattuale, e pertanto più facilmente esposti ad unilaterali incrementi di prezzo da parte dei venditori. La legge ha sostanzialmente confermato l'assetto di “tutele”, in materia di condizioni economiche di fornitura del gas naturale, definito dall'Autorità già a partire dal 2003.

Tuttavia, per quanto riguarda il settore gas, si nota come il processo di liberalizzazione stenti a decollare, anche per i motivi sopra esposti, nonostante l'Italia sia stata tra i primi paesi ad avere correttamente ed ampiamente adottato le Direttive europee.

Il mercato della vendita al dettaglio resta caratterizzato, da un lato, dalla presenza di un operatore dominante, che controlla quasi il 50% del mercato finale nel suo complesso, e dall'altro, da una struttura dell'offerta, in particolare quella rivolta all'utenza allacciata alla rete di distribuzione, frammentata ed essenzialmente di carattere locale. Il permanere di una struttura di mercato molto segmentata territorialmente, con operatori orientati principalmente al consolidamento delle proprie posizioni a livello locale e che, nella maggior parte dei casi, appartengono allo stesso gruppo industriale del gestore della rete di distribuzione, costituisce la principale difficoltà per l'entrata di nuovi operatori (dimostrata anche dai bassi tassi di *switching* dei clienti allacciati a tali reti e dalla scarsità di pratiche commerciali destinate a tale segmento di clientela).

Qualità commerciale

La regolazione della *qualità commerciale* è articolata su vari aspetti riguardanti i rapporti tra consumatori-operatori, fra cui: la tempestività e qualità della risposta ai reclami; la correttezza delle fatturazioni, delle attività di promozione e delle comunicazioni; il comportamento dei venditori; la completezza delle offerte e loro confronto con i riferimenti fissati dalla Autorità; la conclusione o modifica dei contratti; la continuità della fornitura nel cambio di fornitore ed il trattamento delle eventuali morosità. E' stata recentemente introdotta anche una nuova disciplina per i *call center* dei venditori, con nuovi standard di qualità, riguardanti anche i tempi di attesa e la qualità dell'interlocuzione.

Nel 2007 sono stati riconosciuti ai consumatori oltre 100.000 indennizzi automatici, con pagamento di oltre 7 milioni di euro per disservizi riguardanti i settori elettricità e gas; ciò per mancato rispetto da parte di operatori degli standard introdotti dall'Autorità.

Sportello del consumatore

Per rispondere in modo sempre più adeguato a istanze, segnalazioni, reclami e richieste di informazioni provenienti da singoli o dalle Associazioni dei consumatori, l'Autorità ha deciso di sviluppare ulteriormente i servizi già assicurati con la *Finestra del consumatore* del suo sito internet e dal *call center* presso l'Acquirente Unico attivando uno *Sportello del Consumatore*, di energia elettrica e gas.

Consumatori, famiglie ed imprese potranno rivolgersi al nuovo *Sportello* (via telefono, fax o internet) per avere informazioni sul mercato dell'energia elettrica e del gas, segnalare eventuali disservizi e presentare reclami.

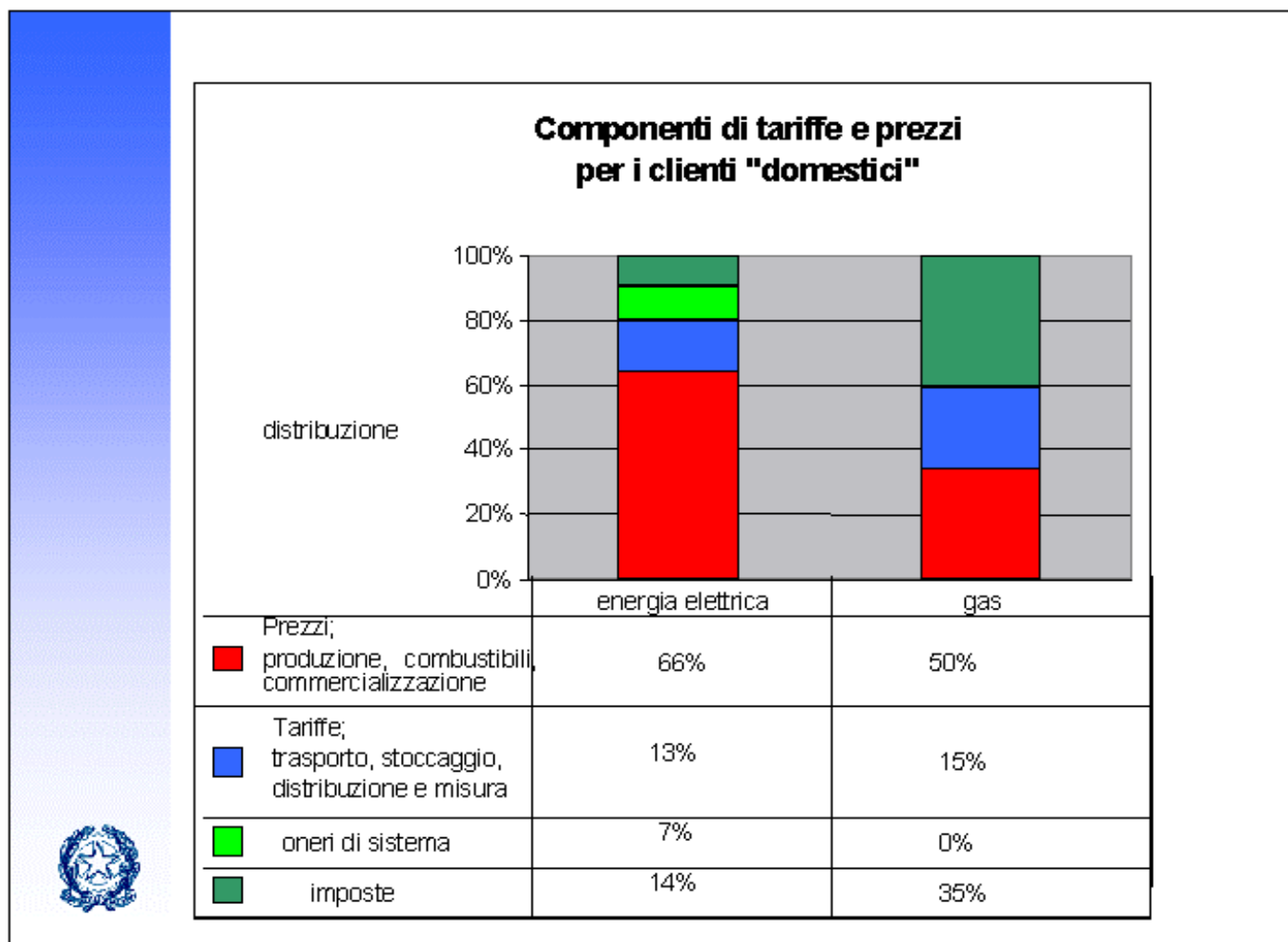
Per la gestione dello *Sportello* l'Autorità conta di avvalersi della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico, con la collaborazione del Gestore dei Servizi Elettrici.

Per assicurare che lo *Sportello* sviluppi il *dialogo* con i consumatori in modo sempre più efficace ed attento alle varie esigenze, è previsto l'affiancamento di un *Gruppo di coordinamento* composto da rappresentanti delle Associazioni dei consumatori domestici e delle imprese.

Anche questa attività, così come altre, potrebbe essere compromessa, con la soppressione della Cassa conguaglio per il settore elettrico, dal citato art.16-bis, comma 2 e 4, del d.d.l. 1441-ter.

2. PREZZI ENERGIA ELETTRICA E GAS

Di seguito verranno dettagliatamente commentate le varie componenti che concorrono a formare il totale delle “bollette” per l’energia elettrica ed il gas. Con una sintesi preliminare e di confronto, le bollette possono essere rappresentate secondo il grafico e le percentuali seguenti.



2.1 La bolletta dell’energia elettrica

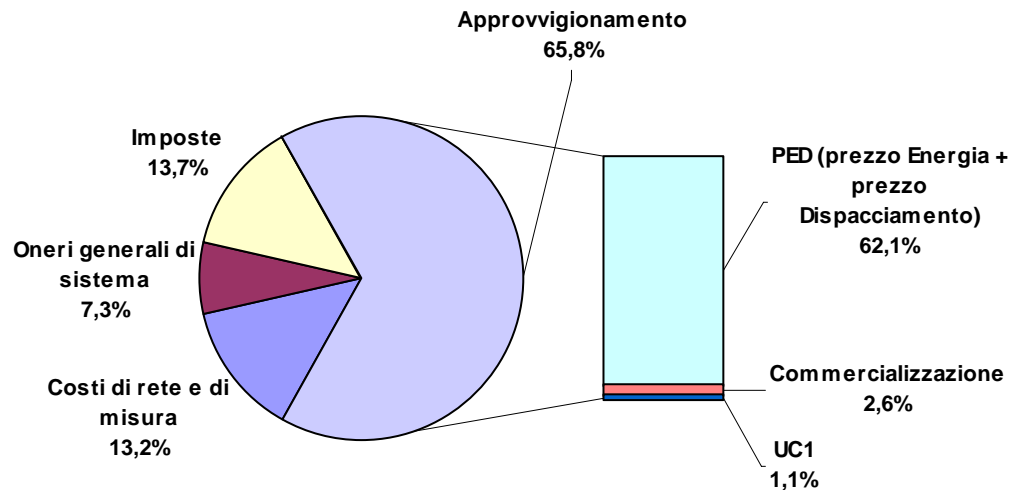
Nel nuovo assetto di mercato, descritto precedentemente, il prezzo dell’energia è determinato liberamente dal mercato, tramite le offerte delle diverse società di vendita al dettaglio che acquistano l’energia elettrica all’ingrosso per venderla ai propri clienti, inviano le bollette per il pagamento del servizio e garantiscono ai clienti le prestazioni commerciali indicate nel contratto. Inoltre la “bolletta” comprende anche gli oneri fiscali e di sistema. Con la bolletta dell’energia elettrica, oltre al prezzo dell’energia effettivamente consumata, si pagano infatti anche voci e oneri previsti per legge come aggiuntivi.

Qualora il cliente finale non eserciti il suo diritto di scegliere un fornitore sul libero mercato, può essere rifornito dal distributore, direttamente o con apposita società di vendita, a prezzi definiti dall’Autorità ed aggiornati periodicamente (il regime di maggior tutela già descritto).

Le *condizioni economiche di riferimento* attuali per la fornitura di energia elettrica ovvero quelle relative al 4° trimestre 2008, implicano per la *famiglia tipo* (con consumi medi di 2.700 kilowattora all’anno e una potenza impegnata di 3 KW) un prezzo di 18,07 centesimi di euro per kilowattora.

La spesa media annua tendenziale per l'energia elettrica della *famiglia tipo* è di circa 487,80 euro, così ripartita: circa 65,8% per i costi di approvvigionamento (costo di energia e dispacciamento); circa 13,2% per trasporto, distribuzione e misura; circa 13,7% per imposte; circa 7,3% per *oneri generali di sistema*.

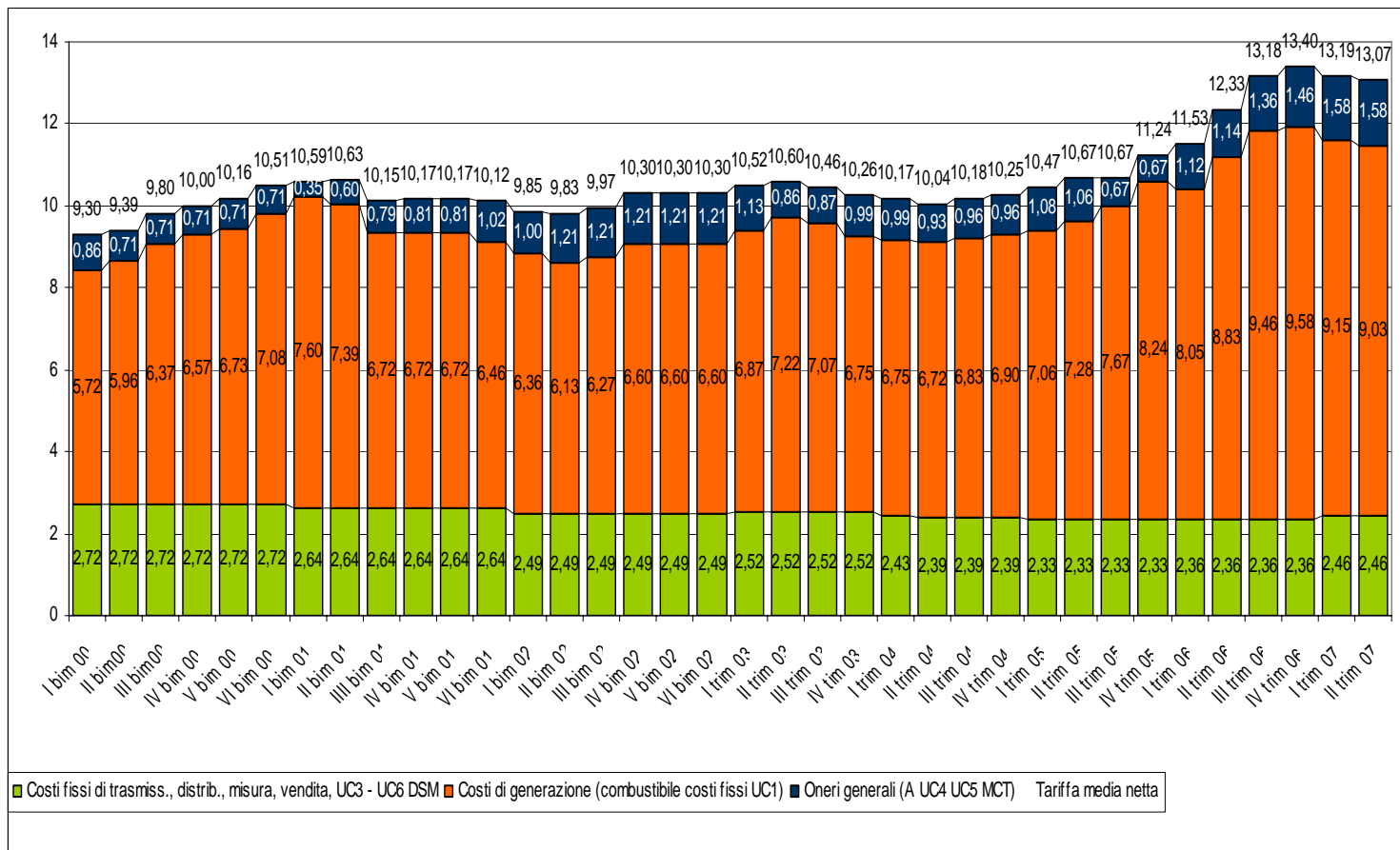
**Composizione percentuale della spesa elettrica dell'utente tipo domestico
(4° trimestre 2008)**



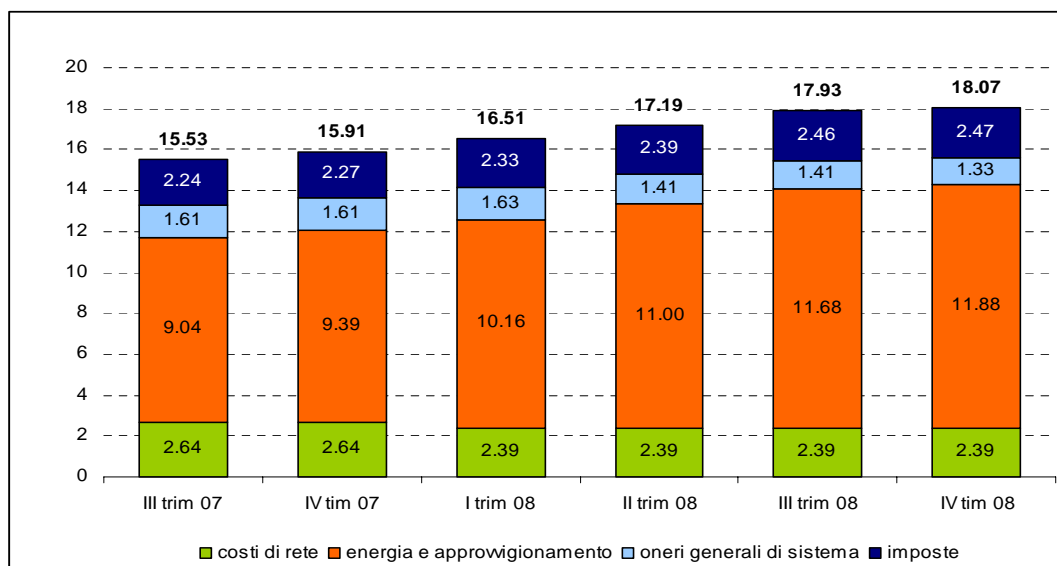
In dettaglio, gli “oneri di sistema”, che sono oneri pagati da tutti i clienti finali, fissati per legge e destinati alla copertura di voci diverse, incidono sulla bolletta con queste percentuali del totale degli stessi “oneri di sistema”:

- incentivi alle fonti rinnovabili e assimilate (componente A3, pari a circa il 65,9%);
- regimi tariffari speciali per aziende energivore (componente A4, pari a circa il 6,8%);
- oneri per il decommissioning nucleare e compensazioni territoriali (componente A2 e MCT, pari a circa il 21,3%);
- compensazioni per le imprese elettriche minori (componente UC4, pari a 3,0%)
- sostegno alla ricerca di sistema (A5 pari a circa il 3%)

Tariffa media dell'energia elettrica (c€/kWh a valori correnti) dal 2000 al 2007



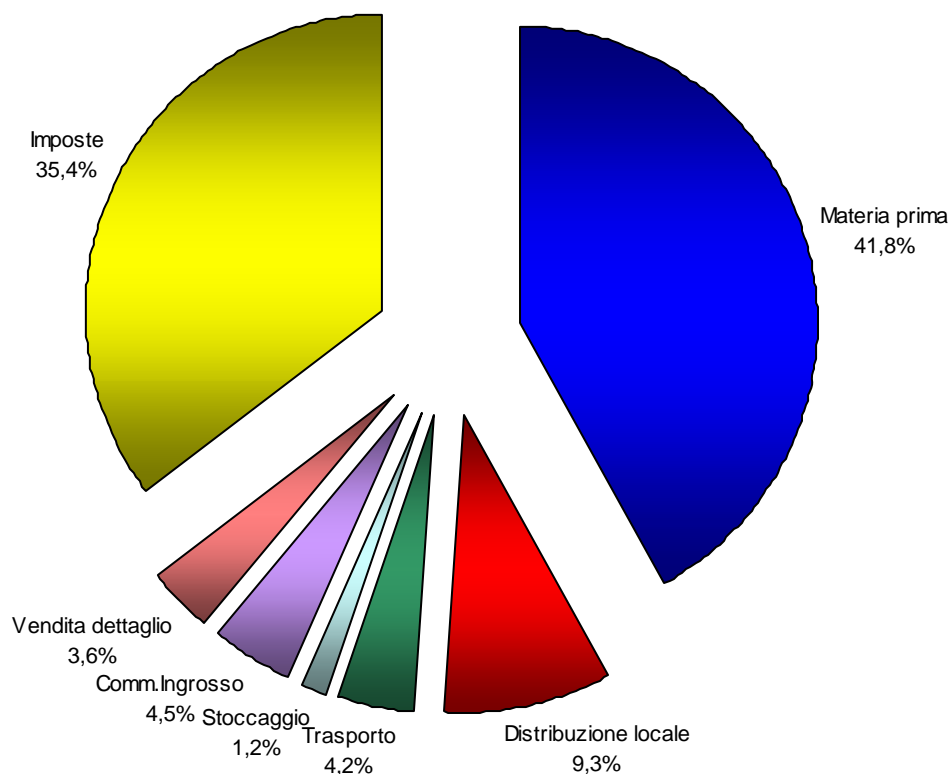
Condizioni economiche di maggior tutela dell'energia elettrica per una famiglia con potenza installata 3 kW e consumi pari a 2.700 kWh/anno (c€/kWh, a valori correnti)



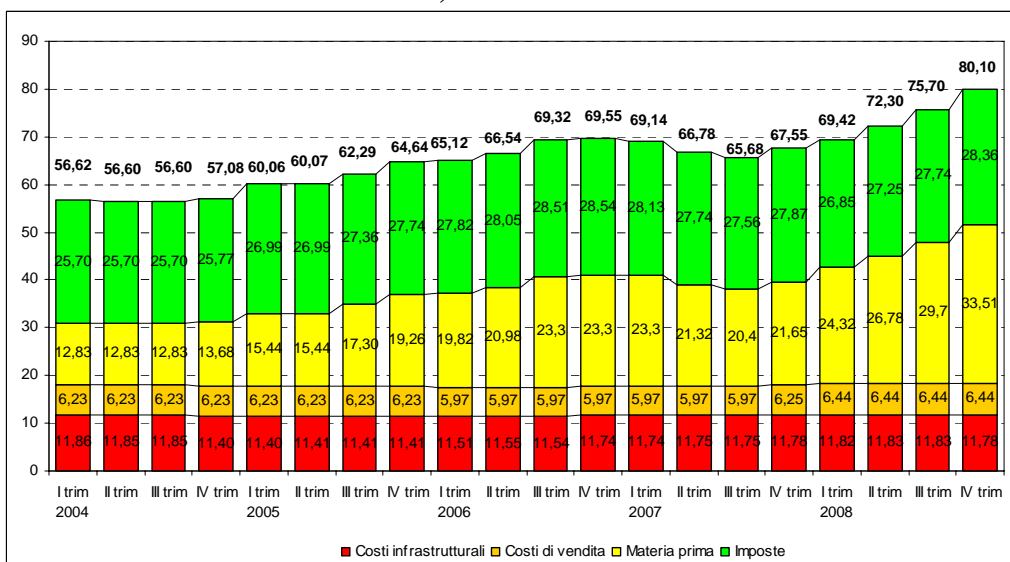
2.1 La bolletta del gas

Attualmente le *condizioni economiche di riferimento* del *cliente tipo* (famiglia con riscaldamento autonomo e consumo annuale di 1.400 metri cubi) prevedono un prezzo del gas pari a 80,10 centesimi di euro per metro cubo, tasse incluse.

La spesa media annuale è pari a circa 1.121,39 euro così suddivisa: circa 49,9% per la materia prima gas; circa 14,7% per i servizi di distribuzione, trasporto, stoccaggio, vendita, misura e commercializzazione; circa 35,4% per le imposte.



Condizioni economiche di fornitura di gas naturale per una famiglia con riscaldamento autonomo e consumo annuale di 1.400 m³, c€/m³ a valori correnti



La bolletta gas rappresenta più del 68% della spesa totale annuale (gas ed energia elettrica), al lordo delle imposte. Se si considera poi che il gas viene usato per oltre il 60% della produzione elettrica, il peso del gas naturale può essere stimato pari a circa il 60% della *bolletta* energetica totale annuale (gas ed energia elettrica) per un consumatore domestico tipo, al netto delle imposte. In sostanza, quindi, le voci più significative della bolletta energetica per le famiglie sono il gas e le imposte.

2.3 Modalità di aggiornamento delle condizioni economiche

Per il gas, sulla base del decreto legge 4 settembre 2002, convertito dalla legge 28/10/2002 n. 238, e del conseguente DPCM 31/10/2002, i prezzi di riferimento tengono conto dei prezzi della materia prima gas naturale sul mercato internazionale, che seguono normalmente di qualche mese quelli del petrolio. Gli stessi prezzi di riferimento nazionali vengono opportunamente basati su *indicatori* legati non solo alle quotazioni medie di petrolio, ma anche a quelle di oli combustibili e gasolio dei nove mesi precedenti. Tale metodo di fissazione del costo della *componente materia prima*, per i prezzi di riferimento applicabili ai più piccoli consumatori (ad esempio le famiglie), garantisce comunque una certa stabilità, attenuando e diluendo nel tempo l'incidenza dei periodi di picco degli idrocarburi, sia in aumento che in diminuzione.

Per l'energia elettrica, l'aggiornamento si basa: (i) sui dati consuntivi del costo di approvvigionamento dell'Acquirente Unico; (ii) su una previsione dell'andamento fino alla fine dell'anno, delle quotazioni del greggio; (iii) su conseguenti corsi attesi nella borsa elettrica. Le condizioni economiche di fornitura per l'elettricità vengono infatti calcolate con un metodo necessariamente diverso da quello del gas, dovendo tener conto di quanto speso dall'Acquirente unico (l'organismo deputato agli acquisti per le famiglie in *maggior tutela*) per l'approvvigionamento di energia elettrica sul mercato all'ingrosso fino al momento dell'aggiornamento trimestrale, e delle stime su quanto prevede di spendere nel resto dell'anno.

2.4 Confronto internazionale dei prezzi

Considerando gli ultimi confronti internazionali disponibili (Eurostat del secondo semestre 2007), le famiglie italiane con consumi annui entro 2500 kWh hanno avuto prezzi inferiori di oltre il 20%, al lordo delle imposte, rispetto alla media europea. Le famiglie con consumi maggiori hanno invece prezzi superiori alla media europea. In generale le imprese italiane hanno pagato, nello stesso periodo, prezzi dell'energia elettrica più elevati rispetto alla media europea per tutte le classi di consumo, sia al lordo sia al netto delle imposte. Con riferimento, in particolare, alle classi di consumo delle piccole e medie imprese (500 – 20.000 MWh/anno), i prezzi italiani lordi si collocano sui livelli più elevati in Europa (con punte superiori al 35%), insieme a quelli danesi, tedeschi, irlandesi. In questo contesto sembra opportuno promuovere anche un'armonizzazione a livello UE delle agevolazioni per le imprese energivore considerabili strategiche.

Nello stesso confronto Eurostat, le bollette gas per le famiglie italiane sono state in linea con quelle medie europee per la classe più bassa di consumo (cottura cibi e riscaldamento acqua) mentre per le classi più alte (utilizzo del gas anche per riscaldamento) esse sono state leggermente superiori alla media europea, se al netto delle imposte, e superiori del 20%, se al lordo delle imposte.

I prezzi lordi pagati dalle imprese italiane (esclusi gli impieghi non energetici e per la generazione elettrica) si sono collocati su livelli abbastanza prossimi alla media europea per tutte le classi di consumo. Nel confronto con i principali Paesi europei, i prezzi italiani, al netto delle imposte, si sono attestati, per le tre classi centrali di consumo, a metà strada tra i prezzi più bassi di Regno Unito e Spagna e i prezzi più alti di Svezia e Germania.

2.5 Interventi di alleggerimento sui costi dell'energia effettuati dall'autorità

Riduzione oneri CIP 6

Con la delibera 249/06 l'Autorità ha introdotto una nuova modalità di calcolo di una componente variabile delle incentivazioni Cip 6 (il cosiddetto Costo Evitato di Combustibile) che garantisce ora una maggiore equità nel sistema a questa modalità di incentivo alle fonti rinnovabili e assimilate, rendendole più aderenti ai reali costi. Sono così stati eliminati indebiti vantaggi economici per le imprese e, conseguentemente, ridotti oneri ingiustificati a carico dell'utenza finale, pari a 600 milioni di Euro, che altrimenti avrebbe gravato retroattivamente sulle bollette. Il provvedimento dell'Autorità porterà un ulteriore risparmio, di tenore simile, per tutta la durata dell'incentivazione; secondo le prime stime, l'onere complessivo, per l'intero sistema Cip 6 fino al 2020, scenderà da 25 a 20 miliardi di euro.

In questo contesto appare degno di approfondimento la ratio sottesa all'art. 16 quater comma 9, del testo del d.d.l. 1441 ter, approvato in prima lettura dalla Camera dei deputati, che trasferisce dall'Autorità al Ministero dello sviluppo economico il potere di intervenire sul valore del Costo evitato di combustibile, senza tuttavia innovare rispetto a quanto previsto dalla legge 14 novembre 1995 n. 481, che, all'art. 3, comma 7, prevede la sostanziale "intoccabilità" del provvedimento Cip 6.⁸

E' certamente del tutto condivisibile la finalità, prevista da un emendamento che ha completato il testo, che la misura debba "determinare una riduzione dell'ammontare della relativa voce tariffaria a carico degli utenti", ma non è chiaro quali nuovi criteri il Ministero possa applicare nella sua determinazione, tenendo anche conto dell'esplicito riferimento, contenuto nella stessa norma, alla salvaguardia della redditività degli investimenti effettuati dalle imprese.

Il rischio è che la norma non consenta alcun beneficio per i consumatori, mentre possa riaprire il lungo contenzioso che ha portato ad un giudicato favorevole all'Autorità.

Controlli sui produttori

Ad oggi, sono stati individuati circa 150 milioni di Euro di incentivi indebitamente percepiti da restituire nelle bollette dei consumatori. Di questi, 58,2 milioni di € sono stati già restituiti, per gli altri sono in corso le operazioni di recupero. Le violazioni accertate sono il frutto di controlli su 106 impianti effettuati dall'Autorità, in collaborazione con la Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE) e il Nucleo Speciale Tutela dei Mercati della Guardia di Finanza, sugli impianti che usufruiscono degli incentivi Cip 6 per la produzione da fonti rinnovabili e assimilate e sugli impianti cogenerazione. Il programma prevedeva di arrivare ad un totale di circa 150 verifiche entro il 2008, ma anche questa attività può essere compromessa dal citato art.16-bis, comma 2 e 4, del d.d.l. 1441-ter che prevede la soppressione della Cassa conguaglio per il settore elettrico e il trasferimento delle attività di accertamento e verifica di natura tecnica al Gestore dei servizi elettrici Spa.

Il bonus sociale

L'Autorità per l'energia, sulla base di opportuni provvedimenti del Parlamento e del Governo, ha definito le modalità di applicazione del nuovo *regime di protezione sociale* che potrà garantire un risparmio del 20% circa sulle *bollette dell'elettricità* ai clienti domestici con più basso reddito,

⁸« Il provvedimento CIP n. 6 del 29 aprile 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 109 del 12 maggio 1992, come integrato e modificato dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 4 agosto 1994, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 186 del 10 agosto 1994, si applica, per tutta la durata del contratto, alle iniziative prescelte, alla data di entrata in vigore della presente legge, ai fini della stipula delle convenzioni, anche preliminari, previste dal decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato del 25 settembre 1992, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 235 del 6 ottobre 1992, nonché alle proposte di cessione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili propriamente dette, presentate all'ENEL spa entro il 31 dicembre 1994 ed alle proposte di cessione di energia elettrica che utilizzano gas d'altoforno o di cokeria presentate alla medesima data, a condizione che in tali ultimi casi permanga la necessaria attività primaria dell'azienda.»

Il valore del *bonus* sarà crescente secondo la numerosità dei nuclei familiari aventi diritto (60 euro/anno per un nucleo di 1-2 persone, 78 euro/anno per 3-4 persone, 135 euro/anno per un numero di persone superiore a 4)⁹.

Un ulteriore bonus di 150 euro, non connesso al reddito, è previsto per i clienti in condizioni di salute tali da richiedere l'utilizzo di apparecchiature medico-terapeutiche salvavita.

Analoghi provvedimenti sono stati opportunamente avviati dal Governo ai fini dell'estensione del bonus sociale anche alla fornitura gas.

⁹ Hanno diritto al bonus i consumatori che dispongano di un ISEE inferiore o uguale a 7500 euro. L'ISEE è l'indicatore di situazione economica equivalente, che permette di misurare la condizione economica delle famiglie, tenendo conto del reddito, del patrimonio mobiliare-immobiliare e delle caratteristiche di numerosità e tipologia. E' già ampiamente utilizzato per l'accesso ad altre prestazioni a carattere sociale, soprattutto a livello locale. A titolo puramente esemplificativo, un nucleo familiare composto da padre, madre e due figli, monoreddito, in affitto e senza ulteriori disponibilità patrimoniali, rientra nella soglia ISEE di 7.500 con reddito annuo lordo fino a circa 23.400 euro.

A regime, si stima che potranno beneficiare della compensazione sociale circa 5 milioni di clienti *disagiati*, ai quali saranno assegnati, nel complesso circa 384 milioni di euro l'anno. Il sistema, basato anche sulla necessaria collaborazione dei Comuni, sarà pienamente operativo dal gennaio 2009 e prevede che il godimento del *bonus* possa essere anche retroattivo per tutto il 2008, per le richieste effettuate entro il 28 febbraio 2009.

3. EVENTUALI INTERVENTI NORMATIVI A FAVORE DEI CONSUMATORI

Di seguito vengono evidenziate alcune proposte e riflessioni poste così all'attenzione del Parlamento e del Governo per una eventuale considerazione nell'ambito della corrente ed impegnativa congiuntura economica ed energetica.

3.1 Eventuali interventi di carattere fiscale

Le possibilità di intervento potrebbero eventualmente riguardare la fiscalità e gli oneri parafiscali che, a vario titolo, gravano sulle bollette.

Per il gas, riduzione dell'IVA sul settore domestico, uniformandola al 10% già applicato ai primi scaglioni di consumo, o almeno consentendo di godere della stessa agevolazione anche alle famiglie con riscaldamento centralizzato.

Per l'energia elettrica l'eliminazione di alcuni oneri impropriamente addebitati alla bolletta, quali l'IVA, per i soli clienti domestici, sugli oneri generali, accise e addizionali (risparmio per il consumatore di circa 180 M€/anno); l'eliminazione degli oneri, a valere sulla componente A2, destinati al bilancio dello Stato dalle leggi finanziarie per gli anni 2005 e 2006, (risparmio complessivo di 100 M€/anno, di cui 35 per i clienti domestici); trasferimento alla fiscalità generale dell'onere di sistema inerente l'incentivazione alle nuove fonti rinnovabili (risparmio di 90 M€/anno di cui 20 per i consumatori domestici).

3.2 Eventuali interventi sulla struttura dei mercati

Alcune positive disposizioni a favore dello sviluppo dei mercati dell'energia elettrica e del gas sono già contenute nel citato d.d.l. 1441 ter; tra queste:

- a) la nuova autorizzazione per la costruzione e l'esercizio di terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto e delle opere connesse;
- b) nuove disposizioni circa i permessi di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi e autorizzazioni alla perforazione dei pozzi esplorativi;
- c) nuovi strumenti di promozione della concorrenza per contenere prezzi e tariffe elettriche: i contratti per la cessione di "capacità produttiva virtuale".

Come già evidenziato in precedenza, nello stesso disegno di legge esistono peraltro disposizioni che potrebbero meritare approfondimenti per gli effetti che potrebbero generare dalla loro applicazione; tra queste:

- a) l'attribuzione all'Acquirente Unico ed al Gestore del sistema elettrico delle funzioni svolte dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- b) la formulazione sulla copertura dei costi dei nuovi misuratori del gas;
- c) i benefici per i consumatori conseguenti a ritorno in capo al Ministero dello Sviluppo Economico dei poteri di determinazione del costo evitato di combustibile per gli impianti CIP 6;
- d) i tempi e le condizioni di attuazione della nuova "borsa" del gas e il nuovo ruolo dell'AU di acquirente unico del gas.

Sussistono inoltre questioni irrisolte sulle quali sembrerebbe necessario un intervento normativo.

a) Tetti antitrust nel settore del gas

Con l'obiettivo di determinare le condizioni per l'ingresso sul mercato italiano - sulla base di una quota crescente del fabbisogno dal 2001 al 2010 - di gas importato da soggetti diversi da Eni e dagli altri due soggetti storicamente presenti nell'importazione di gas (Enel ed Edison), il decreto legislativo n. 164/2000 ha previsto, tra le altre misure, l'imposizione di tetti massimi per le

importazioni e le vendite sul mercato finale del gas naturale da parte di un singolo operatore (75% delle importazioni nel 2002, che si riduce fino al 61% nel 2010). Tuttavia, il controllo che Eni esercita su tutte le infrastrutture d'importazione di gas verso il nostro Paese continua a porre forti condizionamenti all'intera filiera del gas, tanto è vero che i suddetti tetti, come anche accertato dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato, sono stati sostanzialmente elusi attraverso il ricorso alla cessione all'estero del gas mediante le cosiddette "vendite innovative" che, pertanto, non hanno consentito la creazione dello spazio di mercato (e della necessaria capacità sulle infrastrutture) per l'ingresso di operatori effettivamente indipendenti da Eni nell'approvvigionamento.

In sostanza il quadro attuale non differisce in modo significativo da quello che ha originato la necessità di imporre il tetto massimo all'import di un singolo operatore. Pertanto, tenuto anche conto del contesto del mercato internazionale e dei tempi necessari per la realizzazione di nuove infrastrutture, il venir meno, nel 2010, del limite quantitativo posto alle importazioni di gas, come già osservato nelle segnalazioni inviate da questa Autorità al Parlamento ed al Governo il 27 gennaio 2005 ed il 15 febbraio 2006, nonché durante le audizioni al Senato del 13 dicembre 2005 e del 18 ottobre 2006, impedirebbe al sistema nazionale di poter disporre di un sufficiente eccesso di offerta per assicurare un mercato concorrenziale. Appare, dunque, necessario prevedere una riformulazione ed estensione del limite citato.

b) Ambiti territoriali e gare gas

Come evidenziato in precedenza l'attuale frammentazione del settore della distribuzione del gas, che conta ancora oltre 320 operatori, induce nel sistema gas inefficienze e conseguenti costi a carico dei consumatori.

Le previsioni generali in merito alla disciplina dei servizi pubblici locali come definita dal decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, modificato con legge di conversione 6 agosto 2008, n. 133, hanno sottratto al Ministero dello sviluppo economico la competenza in merito alla definizione degli ambiti territoriali per lo svolgimento delle gare gas.

Le analisi condotte dall'Autorità in base al previgente quadro normativo hanno portato a identificare, in linea di massima, una soglia minima degli ambiti, idonea per sfruttare economie di scala e di scopo, intorno a 250.000 – 350.000 punti di riconsegna serviti.

Risulterebbe, quindi, assai opportuno per lo sviluppo del sistema e l'economicità, l'efficienza e la sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale, a tutto vantaggio dei clienti finali, riattribuire il potere di definizione dei bacini minimi al Ministero dello Sviluppo Economico.

c) Stoccaggio del gas

La capacità di stoccaggio disponibile, quasi interamente del Gruppo ENI, risulta essere largamente insufficiente a soddisfare interamente la domanda: nell'anno termico 2007/2008 è rimasta insoddisfatta una domanda di spazio di stoccaggio per la "modulazione" dei clienti civili pari a circa il 31% della capacità disponibile e un'ulteriore domanda per la "modulazione" di clienti diversi da quelli civili pari a circa il 32% della capacità disponibile. Negli ultimi anni non è entrato in esercizio alcun nuovo campo di stoccaggio¹⁰.

Questo scenario si verifica in un contesto nel quale sarebbe tecnicamente ed economicamente fattibile in pochi anni un sostanziale raddoppio delle capacità di stoccaggio.

L'inerzia di STOGIT, la società dell'ENI che opera nello stoccaggio, non può essere imputabile né a scarsità di risorse economiche, visto che le tariffe le consentono da anni cospicui utili

¹⁰ Ciò malgrado il Ministero dello Sviluppo economico: abbia già selezionato alcuni giacimenti in terraferma (in fase di avanzata coltivazione, suscettibili di essere tecnicamente ed economicamente adibiti a stoccaggio); abbia provveduto da tempo ad avviare i procedimenti amministrativi per giungere (al termine della procedura di verifica ambientale) all'assegnazione agli operatori interessati di quattro concessioni (per una capacità complessiva di stoccaggio pari a circa 2,5 miliardi di metri cubi); abbia, per altri cinque campi, avviato le procedure per l'individuazione degli operatori assegnatari.

sistematicamente destinati per la quasi totalità a dividendi¹¹, né a scarsità di risorse tecniche, visto che l'ENI gestisce impianti di ben maggiore complessità impiantistica, né a scarsità di occasioni di investimento, dato che l'ENI dispone di quasi tutti i giacimenti esauriti o in via di esaurimento destinabili a stoccaggio. Lo stesso piano di investimenti presentato da Stogit, in larga parte basato ancora solo su interventi gestionali, appare decisamente inadeguato alle esigenze del Paese. Ne deriva chiaramente che l'inerzia è imputabile ad altre motivazioni, di strategia di mercato dell'ENI, che pure ha proposto un proprio programma di stoccaggio *merchant*.

d) Rete di trasporto del gas

Come già evidenziato anche dinanzi alla X Commissione della Camera, l'indipendenza della rete di trasporto è un requisito necessario per la nascita di un mercato del gas competitivo sul modello del mercato elettrico. A tali conclusioni sono peraltro già giunti:

- nel febbraio 2006, con un voto all'unanimità, la Commissione Attività Produttive della Camera dei deputati¹²;
- nel 2004, l'indagine congiunta sui mercati energetici svolta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dall'Autorità garante per la concorrenza e il mercato¹³.

Peraltro, la vigente legge già dispone la separazione proprietaria della rete, subordinandola tuttavia nei tempi ad un DPCM, finora mai emanato.

Fortemente confortano, inoltre, sotto questo aspetto, le proposte legislative della Commissione europea che fanno seguito anche a quanto affermato dal Parlamento Europeo. Tra le misure proposte spicca infatti la decisa preferenza per l'unbundling proprietario nella trasmissione e trasporto dell'energia, come via primaria per dare nuova spinta al mercato e alla concorrenza.

La situazione sta dimostrando che senza una rete indipendente non si crea un clima di fiducia negli investitori e negli operatori utilizzatori, non si realizzano proattivamente infrastrutture, non si offre quel sovradimensionamento di capacità infrastrutturale che, in qualunque mercato, è condizione necessaria per promuovere una competizione efficiente e che avvantaggi i consumatori. Per gli stessi motivi l'indipendenza e terzietà nella gestione e proprietà degli stoccaggi potrà contribuire a dare fiducia agli investitori.

3.3 Eventuali interventi a tutela dei consumatori

Nel mercato liberalizzato dell'energia, l'informazione è essenziale per scelte sempre più convenienti, libere, consapevoli, anche attraverso lo sviluppo di iniziative per una migliore conoscenza di novità,

¹¹ Per SRG e Stogit è molto evidente un orientamento complessivamente assai generoso nei confronti degli azionisti e meno attento a coniugare sviluppo degli investimenti e contenimento dell'indebitamento. Nel triennio 2004-2006, il rapporto medio tra i dividendi (ordinari e straordinari) e gli utili societari è stato del 199% per Snam Rete Gas e del 176% per Stogit.

Anche operando un confronto tra i bilanci di vari operatori di rete europei, i rapporti "dividendi/utili" delle aziende straniere indipendenti appaiono molto più equilibrati di quelli italiani. Ad esempio, nel 2006 tali rapporti erano: National Grid 57%, Red electrica de Espana 61%, Enagas 44%.

¹² Nelle conclusioni della propria Indagine, la Commissione aveva ravvisato come occorresse "garantire un accesso ai terzi e un utilizzo neutrale delle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio, attraverso la separazione, anche proprietaria, tra l'operatore dominante e gli operatori (Snam e Stogit) che gestiscono in regime di sostanziale monopolio la rete di trasporto e degli stoccaggi."

¹³ In essa "si auspica la cessione da parte di Eni delle quote di capitale sociale detenute in Snam Rete Gas e dell'intera partecipazione detenuta in Stogit. Esito di tale processo dovrebbe essere la creazione di un Independent System Operator (ISO) che detiene e gestisce le infrastrutture di trasporto e di stoccaggio. Questa misura sembra necessaria, inoltre, per superare i problemi regolatori e competitivi connessi alla verifica delle condotte delle attuali società (Snam Rete Gas e Stogit) rispetto ai terzi, e per la corretta creazione di incentivi al potenziamento delle infrastrutture di trasporto e di stoccaggio."

diritti e tutele a beneficio del cittadino-consumatore. Una recente legge consente di destinare ad iniziative a favore dei consumatori il gettito delle sanzioni dell'Autorità. Sembra quindi opportuno:

a) dare attuazione della legge 24 dicembre 2007, n. 244 (Legge Finanziaria 2008) per l'utilizzo delle sanzioni comminate dall'Autorità, attraverso la costituzione di un fondo per il finanziamento di "progetti a vantaggio dei consumatori dell'energia elettrica e del gas, approvati dal Ministro dello sviluppo economico su proposta della stessa Autorità";

b) promuovere iniziative informative congiunte tra Autorità, Presidenza del Consiglio e Ministero dello Sviluppo Economico.

4. COMPITI DI VIGILANZA DI CUI ALL'ART. 81 DELLA LEGGE 133/08 ("ROBIN HOOD TAX")

Con l'entrata in vigore dell'art. 81, commi da 16 a 18, del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, (di seguito DL 112/08) convertito nella legge 6 agosto 2008, n. 133 recante *Disposizioni urgenti per lo sviluppo economico, la semplificazione, la competitività, la stabilizzazione della finanza pubblica e la perequazione tributaria*, è stata prevista una maggiorazione pari al 5,5% dell'aliquota IRES (c.d. Robin Hood Tax) per gli operatori dei settori dell'energia, che contestualmente abbiano conseguito un volume di ricavi superiore a 25 milioni di euro nel periodo di imposta precedente a quello corrente e operanti nei settori della ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, nei settori della raffinazione del petrolio, della produzione o commercializzazione di benzine, petroli, gasoli per usi vari, oli lubrificanti e residuati, gas di petrolio liquefatto e gas naturale, ovvero nei settori della produzione o commercializzazione di energia elettrica.

In particolare, il comma 18 dell'art. 81 del DL 112/08, ha affidato il dovere di vigilanza sul divieto di traslazione sui prezzi al consumo dell'onere derivante dalla maggiorazione IRES, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il decreto legge, nella successiva conversione in legge, escluso dalla disposizione del comma 16, i soggetti che producono energia elettrica mediante l'impiego prevalente di biomasse e di fonte solare-fotovoltaica o eolica e ha previsto, al comma 18, che *l'Autorità per l'energia elettrica e il gas presenti, entro il 31 dicembre 2008, una relazione al Parlamento relativa agli effetti delle disposizioni di cui al comma 16.*

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha tempestivamente adottato disposizioni urgenti al fine di ottemperare al compito alla stessa assegnato prevedendo, con la deliberazione 4 luglio 2008 ARG/Com 91/08 (avverso cui sono stati presentati presso il Tar Lombardia 35 ricorsi), che le imprese interessate, trasmettessero entro il 31 luglio 2008, sia l'ultimo bilancio di esercizio disponibile nonché, se disponibili, le relazioni trimestrali e semestrali e i documenti di *budget* relativi al 2008, oltre una dichiarazione contenente i valori dei margini operativi lordi unitari, relativi a ciascun prodotto dei settori di cui allo stesso articolo 81 comma 16, riferiti sia all'anno 2007 che al primo semestre 2008.

Con la medesima deliberazione sono stati costituiti un Gruppo di lavoro, composto da funzionari e dirigenti dell'Autorità nonché esperti rappresentanti di altre amministrazioni, incluso il mondo accademico ed universitario, avvalendosi anche della fattiva collaborazione del Nucleo Speciale Tutela Mercati della Guardia di Finanza, incaricato di formulare proposte per la definizione di metodi di analisi e controllo e di un programma di lavoro e strumenti organizzativi atti ad assicurare l'efficace esercizio delle funzioni di vigilanza di cui all'articolo 81 del decreto legge, e un Nucleo Operativo, incaricato di realizzare le attività operative previste dalla stessa delibera 91/08.

Per l'attività di gestione del flusso della documentazione richiesta alle imprese, il Nucleo Operativo ha realizzato una apposita anagrafica informatizzata, nella quale vengono costantemente aggiornati i documenti raccolti e inserite le informazioni utili per le attività di vigilanza attribuite all'Autorità.

A tal proposito si segnala, alla data del 30 ottobre 2008, la registrazione e catalogazione di n. 329 imprese, di cui il 55% circa operanti nel settore della commercializzazione di energia elettrica e del gas naturale, il 30% nella commercializzazione di prodotti petroliferi, il 10% nella produzione di prodotti petroliferi ed il restante 3% nella raffinazione e 2% nella ricerca e coltivazione degli idrocarburi.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in data 25 settembre 2008, ha pubblicato il Documento per la Consultazione (DCO 31/08) contenente i criteri per l'impostazione della vigilanza dell'Autorità stessa sul divieto di traslazione nei prezzi al consumo, chiedendo ai diversi soggetti interessati, proposte, osservazioni e pareri sulle modalità ed i criteri sui quali fondare il processo di verifica. Al Documento di Consultazione sono pervenute n° 35 risposte da parte di associazioni di categoria, imprese ed esperti.

In particolare è intenzione dell'Autorità procedere nell'attività di vigilanza assegnatale, utilizzando una metodologia che preveda più livelli di approfondimento in sequenza tra loro, individuando un indicatore (di primo livello) che consenta di poter concentrare l'attività di analisi (di secondo livello) su soggetti per cui, sulla base del valore assunto dall'indicatore di primo livello, si possa ragionevolmente ritenere probabile che vi sia stata traslazione dell'aumento d'imposta nei prezzi.

La prima fase dell'analisi non consente ovviamente una definitiva individuazione dei soggetti che hanno traslato nei prezzi la maggiorazione d'imposta, tuttavia l'indicatore di primo livello dovrebbe consentire di effettuare lo screening dei numerosi soggetti percossi dalla norma in oggetto per poi procedere ad un successivo affinamento delle risultanze.

Per questo al fine di garantire adeguate tutele ai soggetti oggetto di vigilanza, l'Autorità ritiene che sia opportuno prevedere la possibilità, per i soggetti per i quali in esito all'attività di analisi di secondo livello risulti la presenza di fenomeni riconducibili ad ipotesi di traslazione d'imposta sui prezzi, di produrre argomentazioni e documentazioni volte a giustificare la loro condotta.