

**INDAGINE CONOSCITIVA SULLE PROSPETTIVE DEGLI ASSETTI
PROPRIETARI DELLE IMPRESE ENERGETICHE E I PREZZI DELL'ENERGIA IN
ITALIA.**

**DOCUMENTO CONCLUSIVO APPROVATO DALLA COMMISSIONE
(9 febbraio 2006)**

1. Contenuto e finalità dell'indagine conoscitiva.

L'indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari delle imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia è stata deliberata dalla X Commissione Attività produttive, commercio e turismo della Camera il 16 novembre 2005 ed ha preso avvio il 6 dicembre dello stesso anno.

I lavori della Commissione - tenuto conto dei dati acquisiti e delle conclusioni raggiunte nella indagine conoscitiva sulla situazione e sulle prospettive del settore dell'energia, svolta dalla Commissione medesima nel corso del 2002, e conclusasi con l'approvazione di un documento condiviso da tutte le forze politiche [\(1\)](#) - hanno preso le mosse dalla constatazione che, negli ultimi anni, le modalità di svolgimento del processo di liberalizzazione del settore energetico hanno provocato mutamenti significativi nel mercato, sia dal lato dell'offerta, che dal lato della domanda.

Si è altresì valutato come il forte aumento, su scala mondiale, del prezzo del petrolio colpisca duramente l'Italia - che possiede un *mix* dei combustibili fortemente orientato agli idrocarburi - con conseguenti aumenti delle tariffe di gas ed elettricità, come già preannunciato dall'Autorità di settore. Le difficoltà di tenuta del potere d'acquisto delle famiglie e i problemi di competitività delle imprese, con particolare riferimento a quelle produzioni ad alta intensità energetica, meritano pertanto un approfondimento in sede parlamentare, ai fini dell'adozione di idonee iniziative miranti alla salvaguardia dei redditi delle imprese e dei cittadini.

Nel contempo, il mutamento delle convenienze economiche tra le diverse fonti energetiche, derivante dall'andamento al rialzo - di natura non congiunturale - dei prezzi degli idrocarburi, e dai vincoli di riduzione delle emissioni climalteranti conseguenti all'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, pone l'esigenza di

verificare se e come debbano essere aggiornati gli indirizzi e le priorità della politica energetica.

Ciò anche in relazione alle dinamiche, di estrema attualità, del mercato interno ed europeo, nell'ambito delle quali si registrano iniziative finanziarie ed industriali destinate a modificare assetti proprietari di significative imprese impegnate nel mercato energetico nazionale, tra cui si annoverano la conclusione dell'Opa di EDF e AEM tramite Transalpina di Energia su Edison, l'annunciata OPA di Gas Natural su Endesa, il riassetto delle reti elettriche e del gas ed le conseguenti iniziative di Enel ed Eni.

La Commissione ha altresì ritenuto necessario comprendere se l'emergenza sotto il profilo della sicurezza del sistema elettrico possa considerarsi superata, tenuto conto che l'Italia ha vissuto un'emergenza strutturale dovuta alla carenza di infrastrutturazione che ha provocato episodi di *black out*.

Nel corso dell'indagine, la Commissione ha proceduto alle seguenti audizioni:

6 dicembre 2005, Audizione di rappresentanti dell'ENI SpA: Paolo Scaroni, *Amministratore delegato*;

6 dicembre 2005, Audizione di rappresentanti di Federutility e AEM (Azienda elettrica municipale di Milano): Giuliano Zuccoli, *Presidente*;

14 dicembre 2005, Audizione di rappresentanti di Confindustria: Emma Marcegaglia, *Vicepresidente di Confindustria per l'impresa e il territorio*, Giuseppe Lignana, *Vicepresidente di Assocarta*;

14 dicembre 2005, Audizione di rappresentanti di ENEL: Fulvio Conti, *Amministratore delegato*;

14 dicembre 2005, Audizione di rappresentanti di Assoelettrica: Enzo Gatta, *Presidente*;

14 dicembre 2005, Audizione di rappresentanti di Endesa: Clavijo Jesus Olmos, *Presidente*;

14 dicembre 2005, Audizione di rappresentanti di ASM Brescia Spa: Renzo Capra, *Presidente*;

17 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti dell'Unione petrolifera: Pasquale De Vita, *Presidente*;

17 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti delle associazioni di consumatori: Giuseppe Colella, *esperto Federconsumatori*, Pieraldo Isolani, *esperto Adiconsum*;

17 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti della Associazione italiana consumatori energia di processo (AICEP): Nino Morgantini, *Presidente*, Gabriele Ciriaco, *Consigliere*;

17 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti di Confartigianato, della Confederazione nazionale dell'artigianato e della piccola e media impresa (CNA) e di Casartigiani: Bruno Panieri, *Direttore Area economica di Confartigianato*, Tommaso Campanile, *Responsabile dipartimento mercato e competitività della CNA*, Michele Sossi, *Funzionario di Casartigiani*;

18 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti di British Gas Italia SpA: Franco Fassio, *Presidente*;

18 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti di Snam Rete Gas: Alberto Meomartini, *Presidente*;

18 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti di Energia Spa: Massimo Orlandi, *Amministratore delegato*;

19 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti del Gestore del sistema elettrico: Carlo Andrea Bollino, *Presidente*;

19 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti di Edison SpA: Umberto Quadrino, *Amministratore delegato*;

19 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti di *Électricité de France* (EDF) Energia Italia: Marc Boudier, *Responsabile delle partecipazioni di EDF in Europa*;

19 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti di Terna Spa: Falvio Cattaneo, *Amministratore delegato*, Luigi Roth, *Presidente*;

19 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti di Enea: Luigi Paganetto, *Commissario straordinario*;

19 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato: Antonio Catricalà, *Presidente*;

19 gennaio 2006, Audizione di rappresentanti dell'autorità per l'energia elettrica e il gas: Alessandro Ortis, *Presidente*.

È inoltre pervenuto un contributo scritto da parte della Federazione Italiana Lavoratori Chimica Energia Manifatture (FILCEM-CGIL) e della Federazione Aziende elettriche Italiane (FLAEI-CISL).

2. L'evoluzione del quadro normativo.

Successivamente all'indagine conoscitiva svolta dalla X Commissione sulla situazione e sulle prospettive del settore dell'energia, conclusasi nell'aprile 2002, il Governo ed il Parlamento hanno approvato numerosi atti normativi.

In particolare, nell'anno 2003 è stato emanato il decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, in materia di sicurezza del sistema elettrico nazionale, convertito nella legge 27 ottobre 2003, n. 290 [\(2\)](#), che oltre alle disposizioni in tema di semplificazione dei procedimenti di autorizzazione per le reti nazionali di trasporto dell'energia e per gli impianti di potenza superiore ai 300 MW, ed altre misure per il potenziamento del sistema elettrico, ha previsto la definizione, mediante decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, dei criteri e delle modalità per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione. Lo stesso decreto legge aveva inoltre stabilito che nessuna società operante nel settore della produzione, importazione, distribuzione e vendita di energia elettrica potesse detenere, a decorrere dal 1° luglio 2007, quote superiori al 20 per cento del capitale delle società che sono proprietarie o che gestiscono reti nazionali di trasporto di energia elettrica e di gas.

In attuazione di tale decreto-legge è stato successivamente emanato, l'11 maggio 2004, il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri recante Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione. Con tale provvedimento si è inteso unificare in capo a un unico soggetto la proprietà e la gestione dell'intera rete elettrica nazionale di trasmissione, al fine sia di favorire lo sviluppo della capacità di trasporto della stessa rete, sia di migliorare la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale. Perseguendo tale finalità, il decreto ha disposto il trasferimento in capo a Terna S.p.A. delle attività, delle funzioni, dei beni e dei rapporti giuridici attivi e passivi facenti capo alla società Gestore della rete di trasmissione nazionale S.p.A., a eccezione di alcune funzioni e partecipazioni, tra cui quelle detenute nelle società Gestore del mercato elettrico S.p.A. e Acquirente Unico, da attuarsi entro il 31 ottobre 2005. Lo stesso decreto ha inoltre stabilito la privatizzazione del soggetto risultante dall'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione.

Successivamente, il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379, ha dettato la disciplina relativa alla remunerazione della capacità di produzione di energia elettrica, sulla base di una delega contenuta all'articolo 1 della citata legge di conversione del decreto-legge n. 239/03, mentre il decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, ha dato attuazione alla direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Tra i più significativi sviluppi normativi, occorre richiamare, sinteticamente, la legge n. 239 del 23 agosto 2004, (cosiddetta Legge Marzano), recante un complessivo Riordino del settore energetico. La legge, rivolta all'intero settore dell'energia, ha il principale obiettivo di chiarire il quadro delle norme che regolano i rapporti tra le varie istituzioni e fra queste e gli operatori del settore energetico, con il fine di semplificare e snellire i processi autorizzativi e stimolare

il processo di liberalizzazione in atto nel rispetto di principi orientati a garantire la tutela della concorrenza, i livelli essenziali delle prestazioni e la sicurezza pubblica. Una delle finalità primarie della legge riguarda il coordinamento tra amministrazione centrale e amministrazioni regionali e locali. In attesa di una definitiva sistemazione dei rapporti tra Stato e autonomie locali, la legge attribuisce allo Stato il compito di definire gli obiettivi generali e le linee di politica energetica che devono ispirare l'azione dello Stato e delle Regioni e stabilisce i criteri generali per la sua attivazione a livello territoriale, distinguendo i compiti affidati allo Stato da quelli delegati alle autonomie regionali, nonché i meccanismi di raccordo con le autonomie regionali. Sul lato della domanda, la legge estende le norme sull'apertura del mercato elettrico a tutti i clienti finali a partire dal luglio 2007, come previsto dalla direttiva europea 2003/54/CE e dispone misure a sostegno dell'efficienza negli usi finali dell'energia. Sul lato dell'offerta sono previste disposizioni dirette a favorire l'ingresso di nuovi entranti nel mercato del gas (promuovendo gli investimenti in nuove infrastrutture di approvvigionamento e introducendo un regime speciale di accesso ai nuovi terminali di rigassificazione e ai gasdotti di interconnessione), facilitare la realizzazione di nuove reti elettriche e linee di interconnessione con un procedimento semplificato, rafforzare le norme per affrontare le emergenze elettriche, accentuare le azioni di diversificazione delle fonti energetiche anche attraverso la ricerca e lo sfruttamento di idrocarburi, favorire la diffusione delle fonti rinnovabili, la generazione elettrica distribuita e l'uso pulito del carbone.

Per quanto riguarda la trasmissione, nel 2004 è stato completato il quadro normativo per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale in capo a un unico soggetto. Il citato decreto del Presidente del Consiglio dei ministri dell'11 maggio 2004 [\(3\)](#) ha inoltre introdotto un tetto proprietario del 5 per cento alle società elettriche e un limite, anch'esso del 5 per cento, per gli operatori del settore nell'esercizio del diritto di voto per la nomina del Consiglio di amministrazione.

Il 20 luglio 2004 sono stati quindi adottati i due decreti ministeriali in materia di promozione del risparmio e dell'efficienza negli usi finali di energia elettrica e gas naturale che, nell'ottica del perseguimento degli obiettivi di riduzione delle emissioni derivanti dal Protocollo di Kyoto, hanno come obiettivo quello di conseguire, entro il 2009, un risparmio di energia pari all'incremento annuo dei consumi complessivi nazionali di energia registrato nel periodo 1999-2001. In base a tali provvedimenti, è stato quindi delineato un meccanismo che si fonda sull'imposizione di obblighi quantitativi di risparmio di energia primaria, posti a carico dei distributori di energia elettrica e di gas naturale, da raggiungere attraverso lo sviluppo di progetti a favore dei consumatori finali di energia o mediante l'acquisto da terzi di certificati (denominati «Titoli di efficienza

energetica» o «certificati bianchi») attestanti il conseguimento di risparmi energetici da parte di altri soggetti.

Oltre ai menzionati provvedimenti, va ricordato che, nel 2004, ha iniziato ad operare la Borsa elettrica italiana (IPEX - *Italian Power Exchange*) e si sono altresì concluse le procedure per la privatizzazione del soggetto risultante dalla unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica di trasmissione nazionale, in seguito alle quali le azioni sono state quotate in borsa mediante offerta pubblica di vendita della società Terna S.p.A., approvata in Borsa il 23 giugno 2004.

Nell'anno 2005, il decreto-legge «competitività» [\(4\)](#) ha previsto una ulteriore semplificazione delle procedure autorizzative per la realizzazione e il potenziamento dei terminali di rigassificazione. Inoltre, a seguito dell'accordo di collaborazione siglato tra Italia e Francia, il decreto-legge 81/2005 [\(5\)](#) (il cosiddetto decreto *Edf*) ha provveduto a rimuovere, a determinate condizioni, i limiti [\(6\)](#) al diritto di voto, nonché i vincoli relativi all'esercizio del diritto di acquisto o sottoscrizione a termine o differita nei confronti dei soggetti controllati direttamente o indirettamente da uno Stato membro dell'Unione europea o da sue amministrazioni pubbliche, qualora tali soggetti acquisiscano direttamente o indirettamente partecipazioni superiori al 2 per cento nel capitale sociale di società operanti nei settori dell'energia elettrica del gas. La rimozione dei suddetti vincoli ha consentito la conclusione di accordi di collaborazione tra i Governi italiano e francese, nonché la definizione di accordi e iniziative di imprese e istituti finanziari italiani finalizzati a partecipazioni con società come *Electricité de France* e *Gaz de France* [\(7\)](#).

Infine, tra le novità del 2005, si segnala la deliberazione in via preliminare dello schema di decreto del Presidente del Consiglio dei ministri recante la definizione dei criteri di privatizzazione e delle modalità di dismissione della partecipazione detenuta da ENI Spa nel capitale di Snam Rete Gas Spa, sul quale la Commissione attività produttive ha espresso, in data 5 maggio, un parere favorevole, con osservazione e condizione.

Occorre peraltro rilevare come, in conclusione d'anno, la legge finanziaria per il 2006 [\(8\)](#) abbia disposto il rinvio al 31 dicembre 2008 del termine ultimo per la cessione al di sotto del 20 per cento delle quote azionarie detenute da Eni nel capitale di SNAM rete gas [\(9\)](#), mentre, sotto altro profilo, il cosiddetto decreto «mille proroghe» [\(10\)](#) ha fatto slittare il periodo transitorio delle concessioni e degli affidamenti per la distribuzione di gas naturale.

L'anno 2006 si è aperto con l'emergenza gas. Per fronteggiare l'attuale congiuntura critica dovuta ad eccezionali fattori climatici e di difficoltà di approvvigionamento dalla Russia, il Consiglio dei Ministri del 24 gennaio 2006 ha da ultimo approvato un decreto-legge [n. 19 del 2006 [\(11\)](#)] che dispone misure temporanee per contenere i consumi di gas naturale nel settore termoelettrico. Le misure adottate dal Governo sono dirette ad integrare interventi di

contenimento del consumo già in atto, anche al fine di non intaccare la soglia di riserva nazionale, e consentono, in via eccezionale, fino al 31 marzo 2006, l'utilizzo di impianti ad olio combustibile, oggi non operativi, con una deroga temporanea ai vincoli per le emissioni in atmosfera e con la previsione di misure compensative sul piano ambientale.

Per quanto riguarda il quadro comunitario, si ricorda che la Legge comunitaria per il 2004 ha delegato il Governo [\(12\)](#) ad adottare, entro il 12 maggio 2006, uno o più decreti legislativi per l'attuazione della direttiva 2003/54/CE relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica [\(13\)](#), della direttiva 2003/55/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale [\(14\)](#) e per l'attuazione della direttiva 2004/67/CE, concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas naturale [\(15\)](#) ed entro il termine di 18 mesi dalla data di entrata in vigore della legge (entro il 12 novembre 2006) un decreto legislativo per il recepimento della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione [\(16\)](#).

In ordine allo stato della liberalizzazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, si segnala, infine, come la questione sia stata oggetto di due distinte ed ampie indagini conoscitive svolte congiuntamente dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel 2003 (delibera 20 febbraio 2003, n. 13) e conclusesi nel giugno 2004 per la parte relativa al gas naturale e nel febbraio 2005 per quella concernente il settore elettrico.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è inoltre intervenuta mediante numerose segnalazioni al Parlamento e al Governo su varie tematiche relative al settore energetico. In particolare, nell'anno 2004, l'Autorità ha effettuato - tra l'altro - segnalazioni riguardo a possibili interventi per il controllo della domanda di energia elettrica in occasione della punta estiva ed in materia di oneri generali afferenti al sistema elettrico. Analogamente, nell'anno 2005, le segnalazioni dell'Autorità hanno toccato diversi temi, tra cui la terzietà della rete nazionale, gli stoccaggi e lo sviluppo concorrenziale del mercato del gas naturale (27 gennaio) e il corrispettivo dovuto dal gestore del servizio di distribuzione del gas all'ente locale per l'affidamento del servizio (18 ottobre).

3. I contributi dei soggetti auditi.

Le audizioni svolte dalla Commissione tra il 6 dicembre 2005 ed il 19 gennaio 2006 hanno consentito di raccogliere diversi contributi in merito alle prospettive del settore energetico, alle variabili che determinano i prezzi dell'energia e alle modalità per influenzarli.

In particolare, il dottor Paolo Scaroni, Amministratore delegato di ENI SpA, nel corso dell'audizione del 6 dicembre 2005, ha manifestato l'opinione secondo la quale i prezzi dell'energia sarebbero scarsamente influenzati dagli assetti proprietari o dalle scelte regolatorie nazionali, essendo invece strettamente correlati con la qualità e quantità dei rapporti con i paesi produttori.

Per quanto concerne in particolare il prezzo del gas, questo risulta fortemente correlato con il prezzo del petrolio, in quanto i contratti di approvvigionamento di gas a lungo termine sono ancorati a formule i cui principali elementi sono il prezzo del greggio, dell'olio combustibile e del gasolio. Pertanto, secondo il rappresentante dell'ENI, tenuto conto dell'aspettativa di un crescente costo del petrolio, anche il prezzo del gas potrà aumentare, in un prossimo futuro.

Inoltre, poiché la domanda di gas in Europa continua a crescere, mentre la produzione interna dell'Unione europea tende a diminuire, la dipendenza europea dalle importazioni di gas aumenterà progressivamente. L'Italia, in particolare, presenta una dipendenza dal gas ancora più marcata, essendo il paese europeo che ne utilizza maggiormente in rapporto alle altre fonti energetiche.

Per questo motivo, ad avviso dell'Amministratore delegato dell'ENI occorre concentrarsi sugli obiettivi della sicurezza di approvvigionamento di gas, in quantità adeguata ed a basso prezzo.

Quanto alle tariffe, è stato evidenziato come l'ENI disponga ormai di una consolidata rete di rapporti commerciali, che gli consente di collocarsi sul mercato internazionale con un significativo potere contrattuale ed in posizione di parità con i grandi produttori di gas. Viceversa, un eventuale frazionamento del mercato nazionale, per effetto dei processi di liberalizzazione, indebolirebbe inevitabilmente la posizione contrattuale dell'Italia rispetto agli altri paesi produttori, determinando di fatto un incremento dei prezzi.

Il fattore sul quale, ad avviso dell'amministratore delegato di ENI SpA, appare opportuno agire per ridurre i prezzi del gas, è quindi piuttosto quello della concorrenza tra i paesi produttori di gas. In particolare, tale obiettivo è conseguibile mediante investimenti in terminali di rigassificazione GNL, al fine di moltiplicare il numero di fornitori di gas, attraverso il mantenimento dell'attuale forza contrattuale dell'ENI, nonché tramite una semplificazione delle procedure riguardanti gli investimenti nelle infrastrutture interne e internazionali.

Il dottor Giuliano Zuccoli, Presidente di Federutility e di AEM (Azienda elettrica municipale Milano), nel corso dell'audizione del 6 dicembre 2005 ha innanzitutto evidenziato come gli sforzi compiuti negli ultimi anni dagli operatori italiani, che hanno portato ad un ammodernamento dell'assetto produttivo delle centrali elettriche, passando da un uso prevalente dell'olio combustibile a quello del gas, rischiano di essere vanificati da una non corretta interpretazione del prezzo del gas, che occorre sia svincolato da quello dei prodotti petroliferi.

Ulteriore motivo di preoccupazione concerne l'approssimarsi della data di scadenza di molte delle concessioni di distribuzione di gas, delle quali il dottor Zuccoli ritiene necessario prolungare la durata, al fine di definire con chiarezza le vicende successive alla scadenza delle concessioni, sia con riferimento ai nuovi assetti proprietari che si determineranno - con un possibile massiccio acquisto delle concessioni da parte di operatori stranieri - che rispetto a profili di tutela del personale dipendente dagli attuali concessionari.

Con riferimento alle concessioni idroelettriche, il dottor Zuccoli ha segnalato come le concessioni dell'ENEL scadano nel 2030, mentre quelle degli altri concessionari nel 2010. Tale situazione determina una evidente discriminazione sul mercato, a fronte della quale potrebbe anche prevedersi una disponibilità delle società pubbliche locali a corrispondere maggiori contributi agli enti locali.

Infine, in merito ai processi di aggregazione tra le società pubbliche locali (o a maggioranza di capitale pubblico), il dottor Zuccoli ha rilevato come questa sia resa in alcuni casi necessaria al fine di produrre quel quantitativo minimo di chilowattora che rende l'attività economicamente sostenibile e consente agli operatori di rimanere sul mercato in condizioni di competitività.

La dottoressa Emma Marcegaglia, Vicepresidente di Confindustria per l'impresa e il territorio, nel corso dell'audizione del 14 dicembre 2005, ha osservato che il differenziale di costo dell'energia tra l'Italia e la media dei paesi europei è ancora molto alto, con gravi ripercussioni sulla competitività del sistema industriale italiano. In particolare, per quanto concerne il prezzo dell'energia elettrica, il *gap* investe tutta l'utenza industriale, mentre, per quanto attiene al prezzo del gas naturale, esso riguarda in particolare i settori *energy intensive* e si attesta tra il 20 e il 30 per cento.

Con riguardo agli interventi da introdurre in Italia, la dottoressa Marcegaglia auspica che si operi simultaneamente su due piani. In primo luogo occorre prevedere interventi di natura strutturale che mirino ad un riallineamento dei costi del sistema energetico italiano rispetto a quelli degli altri paesi dell'Unione europea. Contemporaneamente, è opportuno adottare misure transitorie che consentano alle imprese di riguadagnare da subito un grado ragionevole di competitività nei confronti della concorrenza internazionale.

In linea generale, l'apertura alla concorrenza rappresenta, secondo la Vicepresidente di Confindustria per l'impresa e il territorio, la strada principale attraverso cui ottenere gradualmente una solida e permanente riduzione dei prezzi dell'energia, sostenendo nel contempo l'azione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e delle altre istituzioni, che devono essere dotate di adeguati strumenti di monitoraggio e controllo. Anche nel settore del gas, il processo di liberalizzazione non appare, a suo avviso, suscettibile di sottrarre capacità

contrattuale all'operatore dominante e Confindustria reputa pertanto opportuno garantire l'accesso diretto a questo tipo di fonte anche ad altri utenti industriali.

In tema di investimenti nel settore dell'elettricità, è necessario procedere rapidamente al piano di investimenti nella rete di trasmissione nazionale, introducendo norme che riconoscano incentivi economici alle comunità locali che accettano di ospitare nuovi impianti di generazione e di trasmissione. È inoltre importante che lo strumento appena varato con decreto del ministro delle attività produttive, riguardante le cosiddette *merchant line*, fortemente voluto da Confindustria, corrisponda alla rapida realizzazione di linee da parte di privati, che potranno disporre di energia a un prezzo competitivo.

Per quanto concerne il settore del gas, è necessario procedere a nuovi investimenti e in particolare allo «sbottigliamento» delle reti e alla costituzione di nuovi terminali per il GNL, tramite l'introduzione di norme *ad hoc*, per esempio con riguardo al problema della sicurezza degli approvvigionamenti. Per Confindustria riveste un'importanza assoluta una celere realizzazione dei cosiddetti «sbottigliamenti» e in particolare di quelli programmati per i collegamenti con Tunisia, Algeria e Austria, che vanno inoltre aumentati d'intensità, indirizzando la nuova capacità disponibile in modo prioritario alle utenze industriali. Devono essere realizzati anche i nuovi terminali GNL, oltre a quello programmato a Rovigo, al fine di garantire un portafoglio di approvvigionamento equilibrato dal punto di vista geopolitico. Un altro intervento strutturale su cui focalizzare l'attenzione è la separazione proprietaria delle reti. I gestori di reti italiane vanno resi sempre più efficienti e trasparenti nella loro azione, agevolando la possibilità di acquisizione di operatori di sistemi esteri.

Confindustria sostiene poi la necessità di un riordino complessivo della fiscalità in campo energetico, mirato a una maggiore uniformità del prelievo. In merito all'esigenza di riduzione del carico fiscale complessivo sull'energia, in particolare per quanto riguarda le utenze industriali, Confindustria auspica che la misura temporanea di riduzione del 40 per cento dell'accisa sul gas metano ad uso industriale, dopo anni di proroghe, divenga strutturale e definitiva. Infine, la leva fiscale in campo energetico dovrebbe diventare uno strumento di stabilizzazione del costo dell'energia, praticando una riduzione delle accise nelle fasi di rincaro delle materie prime energetiche e un aumento nei periodi in cui i prezzi sono più bassi.

Per quanto riguarda gli interventi di tipo transitorio, occorre fra l'altro favorire l'importazione di energia elettrica, che è una delle poche fonti di approvvigionamento disponibili a prezzi vantaggiosi, potenziando le linee di trasmissione alle frontiere. È inoltre necessario che venga svolto un lavoro di natura politica da parte del Governo italiano nei confronti degli Stati esteri che dispongono di energia da esportare verso l'Italia, per evitare indebite penalizzazioni.

Il dottor Giuseppe Lignana, Vicepresidente di Assocarta e rappresentante dell'industria italiana *gas intensive*, muove dalla constatazione che il mercato del gas non è aperto dal punto di vista dell'offerta. Esiste infatti una notevole disparità tra il settore elettrico e quello del gas: l'Enel ha un *plafond* del 50 per cento indefinito nel tempo, come quota di mercato, mentre nel settore del gas il *plafond* va decrescendo (nel 2010 giunge sino al 62 per cento, per cessare il 31 dicembre 2010); ove non dovesse intervenire uno strumento legislativo, il mercato potrebbe tornare libero. Tenuto conto che il mercato ad oggi non si è formato, è di primaria importanza che questo *plafond* venga prorogato di almeno di cinque anni. Il *plafond* del settore del gas è nato per difendere i contratti *take or pay*, ritenuti una ricchezza nazionale. Tale *plafond* è stato tuttavia fissato nella percentuale del 62 per cento che, con un mercato cresciuto grandemente con le nuove centrali alimentate a gas, non si giustifica più.

Il dottor Fulvio Conti, Amministratore delegato di ENEL, nel corso dell'audizione svoltasi il 14 dicembre 2005, ha ricordato che, mentre nel resto d'Europa (con l'eccezione del Regno Unito) le istituzioni hanno teso a preservare la dimensione delle loro grandi imprese, sostenendone lo sviluppo internazionale, l'Italia ha scelto la strada di una vera apertura del mercato alla concorrenza, dotandosi fin dal 2000 di una rete di trasmissione nazionale totalmente neutrale che è stata ceduta integralmente da ENEL. L'Italia, inoltre, si è dotata di un'autorità di regolamentazione indipendente e con ampi poteri di intervento sul sistema. Nella vendita ai clienti finali la concorrenza si è talmente sviluppata, e in modo così dinamico, da assistere all'ingresso di oltre 100 operatori, alcuni dei quali collegati ai maggiori concorrenti europei. Come risultato, il 60 per cento dei clienti industriali italiani ha un fornitore diverso rispetto a quello che aveva (prevalentemente ENEL) all'inizio della fase di liberalizzazione.

Anche per quanto riguarda la generazione, le cose sono profondamente cambiate rispetto al passato. Nel 1999 ENEL contribuiva per quasi l'80 per cento al fabbisogno del paese. Nel 2005, ha una quota che si attesta al 30 per cento della produzione. La riduzione della presenza di ENEL ha coinciso con l'ingresso nel mercato nazionale di grandi produttori europei: *Électricité de France* ha recentemente acquisito il controllo di Edison e della sua controllata Edipower, la più grande delle tre GenCo che ENEL ha venduto; Endesa ha acquisito la seconda GenCo; Electrabel ha acquisito insieme ad Acea la Tirreno Power, che era la terza GenCo, ed è diventata il quinto operatore di energia in Italia.

In questo contesto, si assiste anche a un fenomeno positivo, rappresentato dall'aggregazione tra le municipalizzate che stanno diventando realtà imprenditoriali sempre più solide e positive.

A proposito della differenza di prezzo dell'elettricità fra l'Italia e il resto d'Europa, il dottor Conti ha osservato come tale scarto non sia imputabile ad un

deficit di concorrenza nel nostro mercato, poiché a suo giudizio sono il combustibile e l'efficienza delle centrali di produzione, quindi le dimensioni di scala, ad essere i *driver* di costo e, quindi, di prezzo. Le ragioni di questo differenziale sono legate esclusivamente al *mix* di combustibili: mentre nel resto di Europa si produce energia utilizzando prevalentemente nucleare e carbone, l'Italia produce elettricità bruciando olio e gas, fonti che sono più costose ed esposte alla volatilità del prezzo del greggio. Non avendo il nucleare, per ridurre l'incidenza del costo di combustibile nel medio periodo, l'Italia può puntare solo sul carbone pulito, rimpiazzando i vecchi impianti a olio inefficienti e inquinanti, e sviluppando le fonti rinnovabili. L'investimento nel carbone, peraltro, continua ad essere conveniente nonostante il Protocollo di Kyoto.

Passando al mercato del gas, il dottor Conti ha sottolineato come in Italia i soggetti che hanno sviluppato impianti a ciclo combinato per la produzione di energia elettrica sono così tanti che il consumo di gas per termoelettrico rappresenta il 43 per cento del totale. Il rappresentante dell'ENEL ha ribadito che per produrre energia elettrica dovrebbero essere usate più energie rinnovabili e carbone e meno gas, dal momento che bruciare gas per produrre energia elettrica non è economicamente conveniente. Se si vuole diminuire sia il costo sia il rischio di importazione di gas, occorre supportare un piano di approvvigionamento attraverso il GNL (gas naturale liquefatto) con la costruzione di più impianti di rigassificazione. ENEL è fortemente impegnata in questa direzione, nonostante le difficoltà ambientali che questo comporta.

Dal lato della vendita di gas ai clienti finali, il mercato si presenta assolutamente frazionato. Vi è una scala limitata e inefficiente: nel mercato operano ancora 500 imprese locali di piccolissime dimensioni, spesso controllate dai comuni. Occorre pertanto creare le condizioni per favorire i processi di aggregazione e razionalizzazione del sistema, migliorando un apparato concessorio ancora estremamente incerto e inaffidabile.

Il dottor Conti ha poi fatto notare che gli incrementi drammatici di prezzo del petrolio, che hanno avuto fortissime ripercussioni sull'andamento dei prezzi dei combustibili utilizzati per la produzione di energia elettrica, sono stati largamente assorbiti dalla riduzione della componente base della tariffa di pertinenza delle imprese, che dal 1996 ad oggi si è ridotta di un quarto in termini nominali, ovvero più del 40 per cento tenendo conto dell'inflazione. Se si volesse operare in un contesto di immediata riduzione dei prezzi, occorrerebbe anche guardare al sistema dei sussidi che colpiscono la struttura tariffaria. Le piccole e medie imprese e le famiglie con alti consumi pagano infatti prezzi nettamente superiori alla media europea, andando a subsidiare, da un lato, i clienti energivori che godono di sconti settoriali e di altri benefici specifici, dall'altro, i 18 milioni di clienti a 3 kilovolt di potenza impegnata, che rappresentano oltre il 50 per cento dei consumi domestici e pagano le tariffe più basse d'Europa. In generale, ogni anno i clienti elettrici pagano oltre 7 miliardi e 500 milioni di euro per oneri che non

hanno nulla a che vedere con i costi industriali e che rappresentano all'incirca il 20 per cento dell'intera bolletta elettrica del paese. Circa la metà di questi oneri servono a sussidiare le fonti rinnovabili o pseudorinnovabili, ad esempio le fonti assimilate e il Cip 6 e a remunerare il servizio di interrompibilità. Una razionalizzazione di questi extraoneri attraverso il riallineamento del fisco alla media europea e la riforma del meccanismo dei sussidi consentirebbe, a giudizio del dottor Conti, una riduzione della bolletta.

Il sistema industriale, energetico ed elettrico del paese ha compiuto uno sforzo notevolissimo, purtroppo esclusivamente dipendente dal gas. Per questo motivo è necessario completare lo sforzo fatto nel recente passato con nuovi terminali di rigassificazione che limitano la dipendenza da pochi fornitori e possano contribuire alla riduzione del costo di importazione. Per realizzare tutto ciò è necessario che le imprese del settore possano beneficiare di un sostegno da parte delle istituzioni, con una gestione lineare dei processi di riforma, un quadro normativo di riferimento chiaro e stabile, nonché una continuità amministrativa delle amministrazioni locali che consenta di completare i processi di investimento già avviati, laddove siano totalmente autorizzati.

Con riferimento al supposto ruolo «pilotante» di ENEL del prezzo dell'energia, il dottor Conti ha rilevato che ENEL non determina il prezzo in modo unilaterale, né sfrutta la sua posizione monopolistica. Con riferimento ai supposti extraprofiti di ENEL, rileva che, se ciò fosse vero, l'azienda avrebbe una quotazione in borsa decisamente superiore, pari a quella di altri produttori di energia elettrica di analoga taglia.

Il dottor Enzo Gatta, Presidente di Assoelettrica, nel corso dell'audizione del 14 dicembre 2005, si è innanzitutto soffermato sullo stato di avanzamento del processo di liberalizzazione, sia sotto il profilo dell'offerta che della domanda. Per quanto riguarda l'offerta, ha espresso una valutazione positiva per l'avvio di un processo competitivo che, attraverso la dismissione delle GenCo e gli investimenti nel settore termoelettrico, ha portato alla creazione di un rilevante numero di nuovi soggetti. Per quanto riguarda invece la domanda, Assoelettrica esprime maggiori perplessità, poiché sulla base dei dati relativi all'anno 2004 risulterebbe un mercato potenziale di 220 miliardi di kilowattora, di cui solo circa 130 sono stati effettivamente ceduti sul mercato libero, in termini di fornitura.

Il presidente di Assoelettrica ha quindi richiamato gli investimenti ed i progetti in corso relativi alla produzione di energia elettrica, che hanno apportato un incremento di potenza complessivo di 16.500 megawatt. Tali interventi hanno determinato risultati ampiamente positivi sull'efficienza della trasformazione dell'energia primaria (principalmente gas), sui costi di produzione nonché sulle emissioni inquinanti. Peraltro, Assoelettrica rileva con preoccupazione il rischio che alcuni impianti - finiti o che stanno per essere terminati - pronti per il

commissioning, il collaudo e la messa in esercizio possano essere bloccati in termini di utilizzo, come è già avvenuto nel caso di un impianto nel nord Italia, per effetto di incertezze interpretative riguardanti gli adempimenti necessari ai fini delle procedure di autorizzazione.

Per quanto concerne il problema dei prezzi dell'energia, il dottor Gatta ha osservato come, a fronte di un aumento consistente, a moneta corrente, della componente combustibile del 151 per cento nel 2005 rispetto al 1996, si sia assistito ad una diminuzione del 24 per cento della componente di tariffa relativa al trasporto, ovviamente al netto della componente combustibile, e ad una diminuzione del 7 per cento degli oneri di imposta e di sistema. Ciò vuol dire che, in termini reali, il prezzo totale medio nel 2005 è diminuito del 6,4 per cento rispetto al valore del 1996. Per gli utenti industriali con consumo annuo di 24 gigawattora, nel periodo di riferimento 1995-2004 c'è stato un aumento in termini reali del 3 per cento e in termini nominali del 29 per cento. Questo dato smentisce dunque l'affermazione che nell'industria ci sia stata una lievitazione così forte, come spesso invece viene descritta. Per quanto riguarda gli utenti domestici, esclusa la fascia sociale con consumi di 3500 chilowattora all'anno, sempre nel periodo 1995-2004 in Italia si registra una diminuzione del 25 per cento in termini reali e del 6,6 per cento in termini nominali.

Dalle medie aritmetiche dei prezzi di cinque mercati all'ingrosso (Spagna, Francia, Germania, Olanda e Italia), si evince inoltre che, sin dal settembre del 2005, con la sola eccezione della Spagna, il prezzo medio è sensibilmente minore rispetto a quello delle altre Borse; e ciò a dimostrazione dell'effettiva possibilità di iniziare a esportare sul mercato all'ingrosso e sulla piattaforma europea.

Il dottor Clavijo Jesus Olmos, Presidente di Endesa, nel corso dell'audizione svolta il 14 dicembre, ha innanzitutto svolto alcune considerazioni di carattere generale sul mercato europeo, osservando come le privatizzazioni di grandi società pubbliche siano state significative (in particolare, Endesa, ENEL e EDF) e, contestualmente a ciò, tanto per ENEL quanto per Endesa, sia seguita un'importante riduzione della dimensione nazionale, che ha permesso ad altri operatori di fare il loro ingresso nei singoli mercati. In questo nuovo scenario la strategia degli operatori ha dovuto cambiare: oggi le aziende devono rapportarsi con una serie di vincoli, primo fra tutti l'impossibilità di superare una dimensione massima nel proprio paese. ENEL è stata costretta a scendere sotto il 50 per cento e anche per Endesa è stato lo stesso. La risposta di Endesa a tale situazione in questi anni è stata quella di investire in altri mercati, e in quest'ottica nel 2001 Endesa e il suo partner industriale, ASM Brescia, hanno deciso di cercare di entrare nel mercato energetico italiano, soprattutto sotto la spinta del decreto legislativo n. 79 del 1999, acquistando Endesa Italia.

Dal punto di vista della regolazione, il dottor Olmos ha rilevato come la situazione nel mercato italiano sia particolarmente chiara e la tariffa rifletta i costi reali della produzione, essendo ogni tre mesi aggiornata sulla base di questi ultimi. Nonostante ciò, vi sono a suo avviso alcuni motivi di preoccupazione. Il primo è l'implicazione dell'*emission trading*: occorrerebbe porre attenzione alla necessità che venga assicurata la giusta e corretta equità nella distribuzione degli oneri fra tutti gli operatori del mercato nazionale, senza sottovalutare l'incremento dei prezzi derivante dall'*emission trading* medesimo. Discorso analogo si può fare per le fonti rinnovabili, con riferimento alle quali è altrettanto fondamentale che nel futuro sia mantenuta la regolazione attuale. Per la gestione delle interconnessioni con l'estero, particolarmente in evidenza in queste ultime settimane, è auspicabile una armonizzazione delle regole a livello comunitario, in modo che le stesse opportunità siano garantite a tutti gli operatori presenti nei vari mercati europei.

Il dottor Olmos si è quindi soffermato sulla situazione del mercato nazionale, ricordando che Endesa opera solidamente in Italia, fatti salvi gli eventuali effetti che l'Opa di Gas Natural su Endesa avrebbe sul mercato in quanto, se dovesse andare avanti congiuntamente al piano industriale della prima, finirebbe per compromettere il consolidamento della concorrenza nel settore elettrico italiano.

Il presidente di Endesa ha quindi sottolineato come la concentrazione tra Edison, EDF, AEM Milano, Atel ed Edipower - creatasi all'indomani della vendita di Edison a EDF e AEM Milano - rappresenti un'anomalia nel mercato italiano, che svilisce lo spirito del decreto-legislativo n. 79 del 1999. A quella gara partecipò anche Endesa, spinta da una volontà di sviluppo trasparente in Europa e convinta che l'acquisizione di Edison avrebbe portato indubbi vantaggi anche al mercato italiano e in particolare al suo livello di concorrenza. In caso di aggiudicazione, infatti, Edison sarebbe rimasta privata e avrebbe potuto contare su una *partnership* ben roduta, che ha già dato i suoi frutti in questi anni, come quella tra Endesa e ASM Brescia. Oggi, invece, si assiste ad uno scenario completamente diverso, in cui la maggioranza della compagine societaria è pubblica, in aperta violazione del decreto «Bersani». Secondo Endesa, l'unico modo per rientrare nuovamente nel quadro normativo del decreto sarebbe la vendita di Edipower. Diversamente, permarrà una situazione paradossale, per cui si è imposto un «dimagrimento» forzato a ENEL, società pubblica italiana, per aumentare il peso di un soggetto pubblico francese, EDF.

In quell'occasione inoltre fu siglato un accordo tra il Governo italiano e quello francese a tutela dei legittimi interessi nazionali, non ultimo l'ingresso di Enel in Francia, che ha favorito il consolidamento di EDF in Italia.

Il problema dei prezzi elevati del mercato italiano è, secondo il dottor Olmos, riconducibile soprattutto alla struttura produttiva del paese: in Francia, ad esempio, il nucleare riveste molta importanza; in Spagna vi sono il nucleare e il

carbone. Peraltro, dal 2000 l'industria energetica italiana ha potuto avviare un deciso rinnovamento tecnologico con la costruzione di diversi impianti a ciclo combinato, e quest'opera di rinnovamento ha già iniziato a dare i suoi frutti determinando un'inversione di tendenza nei prezzi dell'energia elettrica, guidata prevalentemente dalla diminuzione del costo medio di produzione, anche se l'andamento decrescente dei prezzi è stato in gran parte camuffato dall'aumento del prezzo del petrolio. Ciò ha determinato la progressiva convergenza dei prezzi dell'energia elettrica a livello europeo, dimostrata chiaramente all'inversione di tendenza che spesso negli ultimi mesi ha caratterizzato i flussi di energia transfrontalieri, con abituali esportazioni dall'Italia verso la Francia.

Per quanto concerne il nucleare, questione molto dibattuta in Italia, Endesa ha sviluppato da molti anni un *know how* che ha portato la società a considerevoli investimenti e a ricavare circa il 30 per cento della propria capacità produttiva da questa fonte, ed offre anche in questa sede la sua completa disponibilità a collaborare con le istituzioni italiane e con gli altri operatori nazionali, primo fra tutti l'Enel, per un eventuale sviluppo del nucleare, nel caso in cui il paese decidesse di rivalutare lo sfruttamento di questa fonte a fini industriali.

Nel corso dell'audizione svoltasi il 14 dicembre 2005, il dottor Renzo Capra, Presidente di ASM Brescia SpA., ha osservato come nel mercato energetico si debba evitare il formarsi di un oligopolio di grandi operatori internazionali. Lo sviluppo delle aziende locali, oltre che allo sviluppo interno e alla riduzione dei costi, è legato prevalentemente alle crescite per linee esterne, cioè le alleanze, le acquisizioni e le integrazioni societarie. ASM è partner industriale di Endesa Italia, che è di proprietà di Endesa Europa, a sua volta proprietà di Endesa capogruppo, la quale dispone di circa 6 mila 400 megawatt elettrici installati in Italia (ASM Brescia ha il 20 per cento). La situazione è rischiosa a causa dell'OPA in corso di *Gas natural* su Endesa, della quale non si conosce ancora l'esito. L'importante è che, con l'OPA, non si arrivi ad un frazionamento perché da terzo *player* (dopo Enel ed Edison) qual'è ora, Endesa diventerebbe uno dei tanti operatori minori, privando il mercato italiano di un attore importante. L'ASM è fortemente determinata a mantenere Endesa nella sua attuale consistenza, ed è disponibile ad acquisirla, ma per farlo necessita di un sostegno in Italia. Naturalmente, occorre a tal fine superare il limite del 30 per cento previsto dal Decreto del Presidente del Consiglio dei ministri dell'8 novembre 2000.

Quanto al mercato elettrico, il dottor Capra ha osservato come si sia di fronte a due andamenti contrastanti che si sono esplicitati nell'ultimo mese e mezzo. I consumi elettrici sono calati nel settore industriale e sono cresciuti solamente nel terziario e nel settore domestico, ancorché la crescita sia limitata. Invece è cresciuta molto la nuova potenza installata: 7000 megawatt, più del 10 per cento della preesistente, che sembra si raddoppierà entro il 2007; è questo un fatto

positivo, anche perché si è realizzato con rendimenti più elevati e con un'efficienza maggiore.

Ha quindi rilevato, con riferimento al tema della distribuzione, come la recente integrazione del gestore della rete con Terna dovrebbe risolvere le congestioni e le difficoltà della rete di trasporto, sempre più fondamentale per il buon andamento del mercato.

Per quanto riguarda la distribuzione, ha ravvisa la necessità di proseguire sulla strada del risparmio energetico - mediante l'utilizzo del meccanismo dei cosiddetti «certificati bianchi» - così come con la minigenerazione distribuita.

Per quanto attiene al mercato del gas, ha segnalato come la distribuzione rappresenti un problema rilevante, in quanto è remunerata con una tariffa stabilita dal regolatore, con modalità simili a quelle dell'elettricità, ma in condizioni gestionali più precarie di quest'ultima, in relazione alla durata della concessione che è molto più breve e si espleta tramite gare formali, nelle quali il fattore economico prevalente è la quota dei comuni. Pertanto, la precarietà, la breve durata della concessione e la scarsa futura redditività (dovuta alla quota trattenuta dai comuni) non favoriscono gli investimenti di ampliamento e neppure l'innovazione, come ad esempio la telegestione. Il Presidente di ASM ha quindi rilevato che, se non interverrà un provvedimento o una interpretazione migliorativa, anche la stessa manutenzione potrebbe essere compromessa.

Il dottor Pasquale De Vita, Presidente dell'Unione Petrolifera, nel corso dell'audizione del 17 gennaio 2006, ha analizzato il ciclo ascendente dei mercati petroliferi degli ultimi anni e tuttora in corso, che ha comportato per l'Italia un rialzo del costo del greggio del 116 per cento rispetto al 2001.

Per il 2006, le prime stime indicano che l'equilibrio tra domanda mondiale e offerta dovrebbe essere assicurato, ma con un surplus di offerta ancora troppo esiguo per fornire quelle certezze di cui necessitano gli operatori economici. Riguardo ai prezzi, il dottor De Vita ha osservato come sia probabile che il 2006 confermerà quotazioni internazionali ancora abbastanza sostenute. Occorre comunque ricordare che, in questo ambito, qualsiasi previsione rischia di risultare un puro azzardo, anche in considerazione dell'imprevedibilità dell'evoluzione politica di situazioni complesse, quale potrebbe essere ad esempio quella riguardante l'Iran.

Nel 2005, in Italia il petrolio ha rappresentato la fonte energetica principale, coprendo il 43,6 per cento del fabbisogno energetico complessivo, ma il gas ha senz'altro mostrato i maggiori progressi crescendo del 6,5 per cento ed avvicinandosi quindi alla soglia del 37 per cento nella copertura del fabbisogno di energia. Il dottor De Vita ha quindi ricordato in proposito quanto è avvenuto nelle ultime settimane, quando la disputa tra Russia ed Ucraina ha posto l'Italia in una situazione di seria difficoltà. D'altra parte, la dipendenza italiana dall'estero si è

attestata, anche nel 2005, al 94 per cento. Data la situazione complessiva, l'Italia rischia di vedere crescere le spese per l'approvvigionamento di energia dall'estero.

L'impegno per il futuro dovrebbe essere quindi indirizzato ad eliminare quelle strozzature che ancora impediscono un reale ammodernamento del sistema energetico nazionale, sia dal punto di vista infrastrutturale (utilizzando tecnologie che rendano sempre più efficiente il consumo di energia, in modo da attuare un forte risparmio energetico) che legislativo (definendo poche e chiare regole, snellendo le procedure amministrative e rendendo più coerente la normativa regionale con quella statale).

Il dottor Giuseppe Colella, esperto dell'associazione Federconsumatori, ha esposto, durante l'audizione del 17 gennaio 2006, alcune considerazioni in ordine agli interessi dei piccoli consumatori di elettricità e gas.

Il dottor Colella ha innanzitutto osservato che, nonostante che il settore del gas sia liberalizzato dal 2003, in esso la concorrenza vera e propria è ancora agli albori. Per arrivare all'obiettivo di un prezzo ridotto e stabile del gas è necessario quindi adottare diverse iniziative, quali ad esempio, l'uso come «cuscinetto» della fiscalità, riducendo fortemente il peso delle accise in periodi di elevato prezzo del metano, l'introduzione dell'obbligo per le imprese di pubblicizzare i contratti *take or pay*, rendendoli in tal modo controllabili, lo sganciamento del prezzo del metano da quello del petrolio, la garanzia di una disponibilità di metano superiore alla domanda, tramite il potenziamento della rete di metanodotti e l'introduzione in più punti di terminali GNL, ponendo un sistema di penalizzazioni a carico di chi non rispetta tali imposizioni.

Per quanto riguarda il settore elettrico, il dottor Colella ha evidenziato come la liberalizzazione debba completarsi entro il 2007. È peraltro necessario, a suo avviso, mantenere per i piccoli consumatori l'acquirente unico anche dopo tale data, ferma restando la possibilità di rivolgersi al mercato libero.

Il dottor Colella ha infine ricordato che anche i consumatori dovrebbero beneficiare delle riduzioni di costi derivate dai nuovi impianti a ciclo combinato, delle quali sinora hanno beneficiato solo le imprese a titolo di rientro degli investimenti. L'esigenza di una riduzione del prezzo dell'elettricità è immediata, e non può attendere che si decida un maggiore utilizzo del carbone o un eventuale ripristino del nucleare. Pertanto occorrerebbe realizzare tale riduzione trasferendo al bilancio dello Stato gli oneri impropri (tra cui quelli del CIP 6) che gravano sulla bolletta elettrica.

Il dottor Pieraldo Isolani, esperto dell'associazione Adiconsum, ha evidenziato - nel corso dell'audizione svoltasi il 17 gennaio 2006 -, come l'Italia si trovi in una fase di liberalizzazione parziale, ciò che rappresenta un elemento di rischio che potrebbe risolversi nella trasformazione dei monopoli pubblici in monopoli privati.

Il dottor Isolani ha inoltre osservato con preoccupazione come il Governo consideri ENI ed ENEL come funzionali al bilancio dello Stato per la formazione di cospicui dividendi e nell'ottica di ulteriori *tranches* di liberalizzazione.

Questa situazione comporta da un lato l'insicurezza del servizio, con i rischi di *black out* elettrico e di insufficienza del gas per esaurimento degli stock disponibili, e dall'altro il problema dell'elevato costo del servizio, che sconta le tariffe più alte d'Europa.

Per quanto riguarda in particolare il settore del gas, il dottor Isolani ha evidenziato alcune misure meritevoli di essere adottate. Si tratta, in particolare, di separare SNAM rete gas dall'ENI e porla sotto controllo pubblico, di aumentare la disponibilità di gas sia tramite tubo che tramite rigassificatori, pubblicizzare i contratti *take or pay* del gas e diminuire le tasse sul gas.

Con riferimento invece al settore elettrico il dottor Isolani ha evidenziato l'opportunità di eliminare gli oneri impropri dalle tariffe elettriche (CIP 6), di aumentare l'utilizzo del carbone nelle centrali elettriche, di rafforzare il ruolo dell'autorità per l'energia e di mantenere l'acquirente unico anche dopo il 2007, reputandosi necessario un soggetto che rappresenti i piccoli consumatori nella fasi di acquisto.

Il dottor Nino Morgantini, presidente dell'Associazione italiana consumatori energia di processo (AICEP), nel corso dell'audizione del 17 gennaio 2006, ha innanzitutto evidenziato come il processo di liberalizzazione del mercato si sia rivelato piuttosto deludente.

Il dottor Morgantini ha infatti ricordato che, per quanto riguarda il mercato elettrico, il fabbisogno italiano è coperto per circa l'85 per cento dalla produzione nazionale, che utilizza in modo estensivo il gas naturale. I quattro quinti della produzione provengono da sei gruppi industriali nell'ambito dei quali Enel detiene ancora una quota di poco inferiore al 50 per cento. Ciò consente ad Enel di mantenere una posizione dominante dalla quale - detenendo circa la metà degli impianti di base nonché la quasi totalità degli impianti di punta e di quelli di pompaggio - riesce ad imporre se stessa sulla quasi totalità del territorio come produttore indispensabile e, conseguentemente, ad imporre il proprio prezzo a tutto il mercato italiano. In aggiunta, la quantità di energia elettrica importabile, limitata dalla scarsa capacità di interconnessione tra Italia ed estero, è una risorsa costantemente congestionata. Da questa situazione gli operatori titolari di capacità di trasporto sulle interconnessioni traggono una cospicua fonte di profitto, e quindi i prezzi esteri, più bassi all'origine, non possono svolgere un benefico ruolo «calmieratore» dei prezzi nazionali. Tale situazione appare peraltro destinata a rimanere inalterata ancora per lungo tempo a causa dell'esistenza di barriere all'ingresso sul mercato all'ingrosso dell'approvvigionamento elettrico. Tanto la costruzione di nuove centrali di

generazione, quanto la realizzazione di nuove linee di interconnessione con l'estero, infatti, rappresentano complesse attività ad alta intensità di capitale, connotate da investimenti fortemente specifici, sottoposte ad una serie di autorizzazioni amministrative avversate dalle popolazioni insediate nei territori potenzialmente interessati da questi impianti. Ciò implica la necessità di interventi di politica industriale nel settore elettrico che non siano solo limitati alla mera fissazione di tetti all'operatore dominante ma, innanzitutto, alla reale volontà di condizionare il ruolo di ENEL attraverso misure di reale apertura dei mercati in termini di superamento delle congestioni di rete, sviluppo e rinnovo dei parchi di generazione, avvio dei mercati a copertura del rischio, nuova razionale ed efficiente ubicazione degli impianti futuri, realizzazione di investimenti in nuove capacità di interconnessione con l'estero.

Il presidente dell'AICEP ha quindi posto l'accento sull'eccessivo impatto degli oneri di sistema e di dispacciamento, che nel corso degli ultimi anni sono progressivamente aumentati incidendo in maniera sempre più importante sul prezzo complessivo dell'energia, tanto da rappresentare circa il 25 per cento del costo totale dell'energia elettrica resa al punto di prelievo, con fornitura sul mercato vincolato.

Inoltre, i meccanismi d'asta previsti dal Regolamento europeo 1228/03 sugli scambi di elettricità *cross border* rappresentano un consistente onere improprio, tanto per i consumatori italiani quanto per il sistema economico nazionale nel suo insieme: la messa all'asta della capacità di *import* in Italia non può far altro che portare il prezzo dell'energia estera al livello di quella italiana, così annullando ogni possibile vantaggio economico atteso dalla importazione e, per di più, trasferendo dai 300 ai 400 milioni di euro/anno dai consumatori italiani agli operatori esteri.

Tale regolamento europeo vuole normare lo «scambio» di energia elettrica sulle interconnessioni frontaliere, coordinate e gestite da due diversi gestori nazionali della rete, e questo presuppone l'esistenza di significativi flussi fisici bidirezionali di energia. La frontiera italiana, invece, è caratterizzata da un flusso unilaterale di energia, e in questa situazione viene a generarsi un'anomalia di funzionamento. In tale ambito è necessario dunque che le istituzioni nazionali e della UE, preso atto della struttura del mercato elettrico italiano, con immediatezza deliberino la sospensione di ogni meccanismo di mercato oneroso gravante sul regime di «transito» (e non scambio) dell'energia estera diretta alla frontiera italiana. Tale regime transitorio deve sussistere almeno fino a quando non sarà concretamente riscontrata l'esistenza di ricorrenti e significativi flussi bidirezionali di energia, in quantità tale da determinare un vero regime di «scambio».

Inoltre, l'AICEP ha manifestato la necessità di attuare la legge Marzano (Legge n. 239/04) di «Riordino del settore energetico», nel punto in cui prevede la salvaguardia (articolo 1, comma 3, punto *m*) delle attività produttive con

caratteristiche di prelievo costanti, con alto fattore di utilizzazione dell'energia elettrica ed elevata sensibilità al costo dell'energia. Per dare concreta attuazione alla legge del 2004, è indispensabile, ad avviso del dottor Morgantini, che il Ministero delle Attività produttive definisca con urgenza i requisiti produttivi, economici ed occupazionali delle attività produttive da ammettere al regime di salvaguardia.

Il dottor Morgantini ha quindi richiamato alcune misure di salvaguardia, oltre alla già citata sospensione del regolamento *cross border*, che sarebbe opportuno adottare. Sarebbe innanzitutto auspicabile assegnare al solo Gestore italiano il diritto esclusivo di allocazione del 100 per cento della capacità delle Inee di interconnessione con l'estero, e riservare il 10 per cento della totale capacità di importazione alle imprese ammesse al regime di salvaguardia, con allocazione gratuita delle loro quote di capacità. In secondo luogo occorrerebbe non assoggettare al pagamento di alcun onere, o diritto di utilizzo della capacità, tutta l'energia introdotta in Italia attraverso le bande di capacità comunque assegnate alle imprese ammesse al regime di «salvaguardia». Ha quindi suggerito di non assoggettare l'energia prelevata in fascia F4, dalle imprese ammesse al regime di «salvaguardia», al pagamento di oneri di trasmissione e dispacciamento, di oneri di sistema e di oneri ricollegabili al regime di allocazione delle emissioni e conseguente alla normativa ambientale che la UE ha reso esecutiva con l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto.

Infine, il dottor Morgantini ha ricordato che la delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas n. 151/02 prevedeva la possibilità di costruire linee di interconnessione da parte di privati, i quali, a compensazione degli investimenti, avrebbero ricevuto il diritto all'80 per cento dell'incremento di capacità per un periodo di 10 anni dall'entrata in servizio delle linee stesse. Seppure a medio-lungo termine, ciò lasciava intravedere alle imprese «sensibili» una concreta possibilità di ridurre il loro infrastrutturale gap competitivo, approvvigionandosi alle stesse fonti degli omologhi concorrenti europei ed alle stesse condizioni economiche. Purtroppo, dopo 3 anni non è stato assegnato nessuno dei progetti di linee dirette presentati, che invece AICEP giudica particolarmente urgenti.

Il dottor Bruno Panieri, Direttore dell'Area economica di Confartigianato, nel corso dell'audizione del 17 gennaio 2006, ha posto in rilievo la questione fiscale dell'energia, in quanto il sistema impositivo genera sovracosti per imprese e famiglie.

Occorrerebbe a suo avviso soprattutto rivedere il meccanismo di applicazione dell'addizionale erariale, che configura un trattamento fiscale palesemente iniquo, che penalizza ulteriormente le piccole e medie imprese italiane rispetto ai grandi consumatori industriali (che tra l'altro godono già di molti altri trattamenti

agevolati, come gli incentivi e le riserve di bande estere per l'energia elettrica interrompibile).

L'attuale legislazione sulle addizionali enti locali sui consumi di energia elettrica per gli usi diversi dall'abitazione e dall'illuminazione pubblica, di cui al decreto-legge n. 511/88, convertito nella legge n. 20 del 1989 e successive modifiche e integrazioni, prevede un'aliquota solo per i consumi inferiori a 200 mila kWh/mese, mentre è prevista l'esenzione totale da tale addizionale per i consumi superiori.

Il rappresentante di Confartigianato ha quindi evidenziato come occorra eliminare la soglia dei 200 mila kWh/mese, abbassando contestualmente l'aliquota per tutte le utenze non domestiche. Tale operazione risulterebbe «neutra» per l'erario a livello di gettito tributario complessivo, mentre permetterebbe un risparmio per il sistema delle piccole e medie imprese da cui deriverebbero immediati benefici a sostegno della competitività.

In tema di fiscalità, il dottor Panieri ha quindi evidenziato come, da uno studio di Confartigianato, emerga che le imposte hanno agito nella direzione di ampliare il *gap* tra i prezzi dell'energia elettrica in Italia e quelli dei *competitors* europei, invece di esercitare una funzione riequilibratrice del divario di competitività tra Italia e resto d'Europa.

Confartigianato sostiene pertanto che occorre rivedere il *mix* di approvvigionamento energetico, ed inoltre che è opportuno prevedere incentivi in ambito di generazione distribuita, favorendo la realizzazione sull'intero territorio italiano di impianti di microgenerazione anche in assetto di cogenerativo di piccola taglia (sotto i 3 MW), ed in particolare quella da fonti rinnovabili. Inoltre, occorre promuovere i comportamenti tesi al contenimento dei consumi energetici, attraverso l'implementazione dell'efficienza energetica negli usi finali, sia domestici che non domestici.

Per quanto riguarda la liberalizzazione, il dottor Panieri ha richiamato l'attenzione sulla opportunità di una apertura dei mercati energetici alla vera concorrenza, nel rispetto della trasparenza e delle regole. Viceversa, fino ad oggi i monopoli di Stato sono stati sostituiti con degli oligopoli imperfetti, misti pubblico-privati, con ripercussioni negative sui costi e sulla qualità dei servizi.

L'ingegnere Franco Fassio, Presidente di British Gas Italia, nell'audizione del 18 gennaio 2006 ha innanzitutto richiamato l'attenzione sul ritardo dell'Italia nella costruzione dei terminali GNL, registrandosi unicamente l'esistenza di un terminale a La Spezia, mentre i terminali di Brindisi e Rovigo sono ancora in corso di costruzione.

Il terminale di Brindisi rappresenta la chiave di volta per BG in Italia, in quanto permetterebbe di acquistare il gas dall'Egitto, aprendo quindi la strada alla diversificazione delle fonti di importazione di gas. Tale impianto è completamente autorizzato alla costruzione e all'esercizio, ma sussistono purtroppo difficoltà

connesse alla posizione assunta dalle amministrazioni locali, con le quali è sorto un contenzioso, benché al momento il Consiglio di Stato abbia confermato l'autorizzazione. D'altra parte, sono piuttosto frequenti problemi di questo tipo con le amministrazioni locali, come è successo anche a Rovigo, ed è perciò difficile garantire il rispetto dei tempi previsti per il funzionamento effettivo degli impianti.

Al riguardo, il Presidente di British Gas Italia ha evidenziato la necessità di garantire agli investitori certezza del diritto e delle regole, affinché - anche nel lungo periodo - i parametri di redditività degli investimenti possano rimanere costanti.

Con riferimento all'eventualità che, grazie al terminale di Brindisi, l'Italia possa configurarsi come un *hub* del gas, e quindi un punto di scambio importante per tutta l'Europa, occorre innanzitutto stabilire se è necessario un intervento pubblico oppure se vi è la disponibilità dei privati ad investire.

In proposito, il dottor Fassio ha ricordato che Snam Rete Gas ha al riguardo definito un progetto strategico sviluppatosi proprio in considerazione del terminale di Brindisi: la dorsale adriatica. Costruire una rete dorsale italiana costituisce la premessa per una flessibilità di trasporto e per l'avvento di un *hub* in Italia. La criticità, dunque, al momento, è l'accesso all'Italia, e quindi il terminale. In conseguenza di ciò, British Gas potrà vendere sul mercato italiano al pari degli altri operatori e essere competitiva, incrementando la concorrenza e calmierando i prezzi.

Il dottor Alberto Meomartini, nel corso dell'audizione svoltasi il 18 gennaio 2006, ha ricordato che Snam Rete Gas, di cui è Presidente, nacque dopo il decreto Letta del maggio 2000, e che in Italia si optò per una separazione societaria andando oltre quanto previsto dalla direttiva europea.

Al momento, gli azionisti della società sono l'ENI, per il 50,1 per cento, investitori istituzionali di vari paesi per il 35,6 per cento e azionariato diffuso per il restante 14,3 per cento. Snam Rete Gas vanta oltre 30.000 km di reti di trasporto (di cui oltre 8.000 di rete nazionale) gestita da un centro di dispacciamento, l'unico terminale di rigassificazione attualmente funzionante in Italia, 5 punti di importazione e 7.000 punti di riconsegna.

Il dottor Meomartini ha quindi ricordato che i progetti di Snam Rete Gas riguardano quattro grandi macroaree: lo sviluppo del trasporto di gas da Est, lo sviluppo della rete Padana, lo sviluppo del trasporto Sud-Nord con la Rete dorsale adriatica e lo sviluppo del trasporto di gas da Sud con un piano di investimenti 2005-2008 di 3,5 miliardi di euro.

Il dottor Meomartini ha inoltre evidenziato che Snam è riuscita a coniugare la capacità della società di produrre valore con una riduzione delle tariffe. In conclusione, ha ribadito che l'attuale capacità, struttura e leva finanziaria di Snam

Rete Gas garantiranno che nel futuro le infrastrutture non costituiranno mai un problema in termini di funzionalità delle rete, di cui la società ha la responsabilità.

Quanto ai collegamenti dei nuovi terminali di rigassificazione alla rete nazionale, il Presidente di Snam Rete Gas ha precisato che, ad oggi, esiste unicamente quella di British Gas per Brindisi. Ha inoltre ribadito che fino ad ora l'accesso alla rete nazionale non è mai stato negato, dal momento che taluni lamentano la difficoltà a transitare direttamente dall'estero.

Per quanto riguarda la possibilità che l'Italia, essendo strutturata fisicamente come appendice dell'Europa verso i paesi produttori, possa divenire un *hub* per il gas, il dottor Meomartini ha sottolineato che se gli eventi dovessero svilupparsi in tal senso, Snam avrebbe ogni interesse a creare infrastrutture, assicurandosi preliminarmente che ci siano adeguati mercati di sbocco.

L'ingegnere Massimo Orlandi, Amministratore delegato di Energia Spa, nell'audizione del 18 gennaio 2006, ha manifestato una forte preoccupazione per l'andamento dei processi di privatizzazione e di liberalizzazione in Italia. Se, infatti, tali processi finora avevano registrato continui, seppure lenti, avanzamenti, oggi (per la prima volta dal 1999) si assiste a dei passi indietro, che sollevano forti perplessità circa la reale volontà di arrivare ad una struttura di mercato davvero competitiva.

In particolare, l'amministratore delegato di Energia Spa si riferisce alla recentissima approvazione del Piano Nazionale di Assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2005-2007, che rappresenta una vera e propria vittoria messa a segno dagli operatori dominanti, in quanto valorizza oltre misura gli impianti esistenti mentre crea enormi problemi agli investimenti degli impianti dei nuovi entranti, causandone il forte rallentamento se non addirittura il blocco (Energia Spa, ad esempio, ha optato per il rinvio della realizzazione di un impianto, sperando di poterlo fare con il Piano 2008-2012), con impatti negativi sulla concorrenza nel settore elettrico e sui prezzi dell'elettricità, sia nel breve che nel lungo termine. Le nuove centrali, infatti, sono quelle che potrebbero produrre energia elettrica a prezzi più bassi e con minor impatto ambientale, quindi il Piano non comporterà comunque alcuna riduzione di emissione di CO₂, allontanandoci dagli obiettivi imposti dal Protocollo di Kyoto e facendo salire il costo per il paese.

D'altra parte la stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas ha ribadito l'importanza del corretto dimensionamento della riserva per nuovi impianti per il settore elettrico italiano.

Passando al tema della sicurezza del sistema elettrico, l'amministratore delegato di Energia Spa ha ricordato che il *black out* del 2003 fu generato dal gap tra richiesta alla punta e capacità disponibile del parco centrali italiano, e ad oggi la sicurezza del sistema elettrico nazionale è fortemente minata dalla dipendenza dall'estero. Anche le previsioni al 2010, apparentemente confortanti

in quanto mostrano un margine di riserva congruo e attorno al 17 per cento (rispetto al 4 per cento del periodo in cui ci fu il *black out*), confermano che non vi sarà una riserva adeguata se non ci sarà all'interno promozione di nuova capacità ad alta efficienza, perpetuando la dipendenza dal contributo della capacità di *import*.

Lo sforzo compiuto negli anni recenti per l'incremento della concorrenza e l'aumento dell'efficienza del parco produttivo rischia poi di essere vanificato, oltre che dal Piano Nazionale di Assegnazione, anche dall'esistenza di alcune limitazioni ai flussi di energia elettrica sulla rete: è necessario che la rete nazionale sia adeguatamente potenziata al fine di consentire ai nuovi impianti di erogare la propria piena producibilità.

Inoltre, affinché l'Italia possa rispettare gli impegni prescritti dalla direttiva comunitaria sulla promozione delle fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE) e gli impegni connessi con il Protocollo di Kyoto, occorre incentivare le soluzioni tecnologiche avanzate, allorché commercialmente non competitive, riducendo gli incentivi non efficaci (come il CIP6), perché concessi a fonti «assimilate» alle rinnovabili, ma in realtà di tipo fossile, ovvero non necessari, perché assicurati a tipologie produttive già competitive, come la cogenerazione industriale di grossa taglia. Analoghe considerazioni negative vanno rivolte al decreto interministeriale del 24 ottobre 2005 sui certificati verdi, che introduce interventi che avranno ripercussioni negative sugli oneri generali di sistema ed un'alterazione sul mercato dei certificati verdi. In particolare, Energia Spa disapprova l'assegnazione di certificati verdi all'energia termica prodotta da impianti di teleriscaldamento, in quanto non si tratta di una fonte rinnovabile.

Viceversa, Energia Spa si prepara ad investire nel settore del fotovoltaico e nello sviluppo industriale di tecnologie innovative, in particolare nel campo dell'efficienza degli apparati per l'illuminazione esterna.

Riguardo al settore del gas naturale, il rappresentante di Energia Spa ha evidenziato talune criticità relative al segmento della vendita, collegate all'effettiva capacità di raggiungere il cliente finale. Sebbene tutti i clienti finali del gas siano liberi di scegliere il fornitore, di fatto le reti di distribuzione non sono penetrabili. Energia Spa, ad esempio, deve vendere la metà ai distributori invece che agli utenti finali, proprio perché nei fatti il sistema di attraversamento non funziona. Se non si rende effettivamente accessibile anche il cliente finale, tutti gli sforzi fatti per ridurre i costi di produzione (e presto le stesse considerazioni varranno anche per l'elettricità) saranno vanificati ai fini della riduzione del prezzo, in quanto il distributore tratterrà tutto il margine che si è creato.

La possibilità di aprire il mercato della vendita del gas naturale dipende fortemente dall'istituzione di condizioni di promozione della pluralità di soggetti operanti nel segmento degli approvvigionamenti. Energia Spa è fortemente interessata allo sviluppo di impianti di rigassificazione sul territorio nazionale, ma

sarebbe fondamentale un supporto istituzionale alla promozione delle attività di approvvigionamento di gas dall'estero anche con riferimento ai progetti di potenziamento delle infrastrutture di trasporto alternativi a quelli dell'operatore dominante, che ha un evidente interesse a limitare la crescita degli altri. Dal momento che il Paese ha interesse a diversificare gli approvvigionamenti, occorre che le istituzioni diano supporto anche a questi altri operatori i quali - per gli investimenti che stanno facendo - sono clienti graditissimi per qualunque produttore al mondo di gas.

In proposito, l'amministratore delegato di Energia Spa ha evidenziato che il vero freno alla liberalizzazione è la confusione tra gli interessi dello Stato che deve tutelare i cittadini e quelli dello Stato-azionista di Eni ed Enel. D'altra parte, dopo la conclusione della vicenda sull'assetto azionario di Edison, anche questo operatore non è più in mano ai privati, tanto che Energia Spa (che ha acquistato la terza GenCo) è il primo operatore privato italiano, che deve competere con un monopolio che confonde interessi pubblici e privati. Occorre quindi riprendere la strada di una effettiva privatizzazione mantenendo il tetto del 30 per cento nelle «ex-Genco», anche in considerazione del fatto che la rimozione del limite imposto alla partecipazione di enti pubblici o di imprese pubbliche nel capitale sociale delle ex-Genco determinerebbe un iniquo vantaggio per tutti gli operatori che abbiano violato il limite tramite operazioni di acquisizione svolte in palese contrasto alla normativa vigente, penalizzando al contempo coloro che hanno indirizzato le loro scelte strategiche di acquisizione nel rispetto della normativa vigente.

Da ultimo, in riferimento all'OPA di Gas Natural, l'ingegnere Orlandi ha dichiarato che anche Energia Spa è interessata agli assets italiani di Endesa.

Il professor Carlo Andrea Bollino, Presidente di GRTN, ha ricordato - nel corso dell'audizione svoltasi il 19 gennaio 2006 - che, dopo la cessione a Terna delle attività di dispacciamento, gestione e sviluppo della rete di trasmissione, si è ampliato il ruolo del Gestore come soggetto attuatore della incentivazione della produzione elettrica ottenuta con conversione diretta della radiazione solare (produzione fotovoltaica).

Il professor Bollino ha quindi evidenziato come nel panorama europeo della produzione di fonti rinnovabili l'Italia si collochi tra le prime posizioni, sia in termini di apporto sul totale del fabbisogno che in termini di crescita relativa dei volumi.

Dopo la prima fase di sostegno assicurata mediante la contribuzione in conto capitale, il Paese ha adottato prevalentemente lo strumento della contribuzione in conto energia (alla produzione effettiva e non alle spese di investimento). Nel corso degli anni, all'iniziale maggiorazione del valore dell'energia immessa in rete (incentivo CIP6), è subentrato il meccanismo di incentivazione maggiormente orientato al mercato, basato sulla certificazione della produzione (certificati verdi) e sull'obbligo dei produttori ed importatori. Per mantenere però l'equilibrio

economico di iniziative di piccola taglia produttiva, ma comunque ritenute di interesse per la collettività, il meccanismo della maggiorazione dei prezzi di trasferimento (prezzi di cessione incentivanti) è stato garantito dalle legge per il ritiro di energia da impianti di microgenerazione. In ultimo, allo scopo di permettere lo sviluppo della filiera fotovoltaica è stata predisposta la contribuzione (tariffe incentivanti) riservata alla produzione da impianti fino a 1.000 kW.

Il Presidente di GRTN ha quindi evidenziato la possibilità di effettuare un'operazione finanziaria finalizzata alla stabilizzazione della componente A3, che ha un impatto notevole sui prezzi finali dell'energia, riducendo le tariffe in una fase di prezzi alti per il caro-greggio. In pratica si tratta di un'operazione di cartolarizzazione con cui il mercato finanziario, tramite emissione di *bond* tripla A (con un interesse quindi molto basso), fornirà i fondi necessari al GRTN per onorare le proprie necessità; il profilo temporale della maggiorazione A3 verrebbe stabilizzato su un valore più basso di quello attuale, e il credito per parte della maggiorazione A3 (nuova) da percepire sarebbe ceduto da GRTN per remunerare i sottoscrittori dei *bond* e le spese dell'operazione. Se l'operazione avesse successo, già a partire dall'aprile 2006 sarebbe possibile ridurre le tariffe elettriche di uno o due punti percentuali.

Il dottor Umberto Quadrino, Amministratore Delegato di Edison Spa, ha osservato - nel corso dell'audizione del 19 gennaio 2006 - che l'Italia è di gran lunga il Paese europeo con il programma di maggior incremento di capacità produttiva nel decennio in corso (2002-2010), tanto che dal rischio di *black out* si sta passando al mercato liquido. Considerata anche l'acquisizione di Edipower, l'impegno economico sostenuto da Edison in tale periodo è il maggiore tra tutti gli operatori presenti sul mercato. Grazie agli investimenti sostenuti, il sistema è già oggi in grado di assicurare un margine di riserva congruo, ed evolve verso una situazione di capacità produttiva più che adeguata.

Il dottor Quadrino ha osservato come si sia quindi risolto il punto di criticità relativo alla capacità produttiva, ma rimanga in sospeso quello del *mix* di generazione: si è sostituito l'olio combustibile - il cui utilizzo rimane solo marginale - con il gas e si è aumentato l'utilizzo del carbone, ma anche nel lungo periodo permarrà una forte asimmetria tra l'Italia e l'Europa, a causa di un *mix* produttivo meno competitivo. Nell'analisi del *mix* di generazione, oltre al confronto Italia-Europa, occorre rivolgere l'attenzione anche all'interno del Paese, esaminando il mix di capacità produttiva dell'operatore dominante rispetto a quello degli altri. Prima di tutto si può osservare che il processo di dismissione degli impianti Enel è stato caratterizzato da una limitata cessione di impianti idroelettrici e a carbone, tanto che l'Enel controlla circa il 70 per cento della capacità idroelettrica e controllerà alla fine del decennio circa il 77 per cento delle

fonti di produzione a carbone, possedendo la quasi totalità dei siti che possono essere ritenuti adatti alla riconversione. Si evidenzia quindi una disparità di *mix* tra gli operatori, in quanto gli altri *players* hanno potuto investire solo in cicli combinati a gas naturale, poiché, essendo la tecnologia a minor impatto ambientale, è stata l'unica per la quale sono state ottenute autorizzazioni (non ne avrebbero ottenute per il carbone, non possedendo i siti giusti). Anche l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha osservato che l'Enel è l'unico operatore nazionale che presenta una struttura del proprio parco impianti equilibrata, e questo genera ovviamente un vantaggio competitivo rispetto agli altri *players*, dato che la tecnologia a carbone presenta un costo di produzione inferiore rispetto a quella a gas. C'è però da tenere in considerazione il differenziale di costo derivante dalle emissioni di CO₂, dato che i cicli combinati a gas hanno la metà di emissioni rispetto al carbone. Se, dunque, nel prossimo Piano Nazionale di allocazione tale costo verrà correttamente attribuito in proporzione all'effettivo fattore emissivo di ciascuna tecnologia, si registrerà allora un significativo riavvicinamento dei costi di produzione.

Per quanto riguarda i prezzi, l'Amministratore delegato di Edison Spa ha fatto presente che quelli dei combustibili sono aumentati tra il 2004 e il 2005 di circa il 36 per cento, mentre la variazione dei prezzi dell'energia nella borsa elettrica nazionale nello stesso periodo è stata pari al 13,5 per cento. Questo dimostra che la riduzione dei costi dovuta al rinnovamento del parco impianti è già stata trasferita al consumatore.

È interessante osservare che negli ultimi mesi del 2005, confrontando le principali borse d'Europa, il prezzo in Italia è stato più basso rispetto alla media europea. Per una peculiarità del *mix* di generazione italiano, infatti, nei momenti di picco della domanda il prezzo nazionale rimane più basso di quello europeo, che invece aumenta considerevolmente; è in questi momenti che si inizia ad esportare energia.

Passando al settore del gas naturale, il rappresentante di Edison ha esaminato l'evoluzione della domanda e dell'offerta di gas nei prossimi anni, concludendo che i soli progetti già avviati (terminale di Rovigo, potenziamenti per le importazioni da Algeria e Russia) assicureranno il mantenimento di disponibilità superiori alla domanda, considerando uno scenario di crescita media della stessa. Tali progetti, però, dovrebbero realizzarsi nel 2008, quindi per gli anni 2006 e 2007 tale equilibrio non sarà assicurato.

Finora, poi, il gas è sceso dal nord al sud, ma si potrebbe pensare di invertire il flusso, con la costruzione di infrastrutture, la ricerca di convenienti mercati d'acquisto e di nuove opportunità di vendita. L'Italia infatti è ben posizionata nell'area del Mediterraneo come paese di transito per nuove forniture di gas provenienti dal Nord Africa e dall'area del Caspio, che potrebbero essere destinate a soddisfare il crescente fabbisogno dell'Europa centrale e settentrionale. Nei prossimi anni nel nostro paese si realizzeranno infrastrutture

di importazione in eccesso rispetto alle necessità nazionali, la cui redditività economica è condizionata al reperimento di gas competitivo e all'individuazione di mercati di sbocco.

In conclusione, il rappresentante di Edison Spa ha indicato alcune priorità per i prossimi anni, evidenziando come permanga l'esigenza di eliminare i colli di bottiglia nella rete attraverso adeguati investimenti, come occorra definire l'assetto definitivo del mercato, ridefinendo il ruolo dell'Acquirente Unico e decidendo per il mantenimento o l'abolizione di alcune tipologie di clienti «protetti» (fasce sociali, energivori, interrompibili), come debba essere confermata la terzietà delle reti di trasporto elettrico e del gas, come vadano ridefinite le regole dei trasporti transfrontalieri a livello europeo e come debba essere assicurata la trasparenza e la certezza della regolamentazione e debba essere comunicato tempestivamente l'assetto definitivo delle regole di mercato al fine di consentire una programmazione stabile delle politiche aziendali.

Quanto al superamento della soglia del 30 per cento della presenza pubblica nelle ex-Genco, il dottor Quadrino ha evidenziato come questo problema non riguardi Edison, in quanto concerne necessariamente il momento in cui si attua la privatizzazione, e non possono essere considerati eventuali cambiamenti successivi negli azionisti della società.

L'Amministratore delegato di Edison ha in conclusione ribadito l'importanza che per l'azienda da lui rappresentata riveste la disponibilità di gas a prezzi competitivi. Avendo l'Edison oltre il 70 per cento della capacità produttiva relativamente al gas, ed essendo le centrali turbogas molto simili tra loro, l'unico modo per differenziarsi è ottenere il gas ad un prezzo competitivo. L'esigenza di costruire tutte le infrastrutture in cui Edison si è impegnata deriva *in primis* dalla volontà di ottenere il gas allo stesso prezzo di quanto può pagarlo l'operatore dominante, o, quantomeno, ad un prezzo competitivo.

Nel corso dell'audizione svoltasi il 19 gennaio 2006, il dottor Luigi Roth, Presidente di Terna Spa, ha in primo luogo messo in luce i benefici derivanti dall'unificazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione elettrica nazionale, che vanno da una maggiore garanzia per gli investitori, ad una maggiore sicurezza della rete, alla razionalizzazione dei processi aziendali, ad una maggiore trasparenza derivante dalla completa indipendenza della rete.

Il dottor Roth ha quindi enucleato i principali obiettivi di Terna nello sviluppo della rete di trasmissione elettrica nazionale, richiamando la sicurezza e la continuità della fornitura e dell'economicità del servizio di trasmissione dell'energia e del sistema elettrico nazionale, la qualità del servizio, la connessione alla rete elettrica di trasmissione delle nuove centrali di produzione, la riduzione delle congestioni sulla rete elettrica attraverso al realizzazione di

nuove linee, lo sviluppo e il potenziamento delle linee di interconnessione con l'estero nonché il rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici.

Terna può perseguire progetti di miglioramento delle interconnessioni con gli altri Paesi al fine di ridurre i costi di approvvigionamento dell'energia elettrica per l'Italia e creare un *hub* energetico nel Paese. Allo studio ci sono interconnessioni con il nord Africa (Tunisia, Algeria, Libia) per il gas, e con i Balcani, per la disponibilità di energia da lignite e nucleare a basso costo.

Il dottor Roth, infine, ha evidenziato come vi siano purtroppo, a minare le potenzialità di sviluppo della rete di trasmissione elettrica nazionale, alcuni elementi di criticità, tra cui l'ostilità delle comunità locali alla costruzione di elettrodotti, le difficoltà ambientali, la mancata integrazione tra la pianificazione elettrica e quella territoriale. Terna è impegnata nel dare risposte concrete per limitare queste concause di difficoltà autorizzative, come la concertazione con Regioni ed Enti locali, l'introduzione della Valutazione ambientale strategica, nonché la definizione di accordi di programma pre-autorizzazione per opere strategiche.

Nel corso della medesima audizione, il dottor Flavio Cattaneo, Amministratore delegato di Terna Spa, ha rilevato come il flusso di esportazioni di energia elettrica verso la Francia costituisca un fatto nuovo, che continua da novembre 2005, e come sia pertanto prematuro valutare se si tratti di un fenomeno occasionale o meno. Questa possibilità di *export* di energia è dovuta a diversi fattori: innanzitutto il livello dei prezzi, connesso ad una domanda di energia, a livello europeo, che si è fatta più consistente in questo periodo, per motivi climatici e per situazioni congiunturali. Ciò ha determinato un'esigenza di energia che ha allineato i prezzi, insieme ad una riduzione del costo di produzione, dovuta all'entrata in funzione di alcuni impianti a generazione turbogas. Questo aspetto si lega, tra l'altro, al problema del gas, ossia alla punta di utilizzo di gas prevedibile per il febbraio 2006. Pertanto, si tratta di una situazione sia congiunturale, dal punto di vista di mercato, sia produttiva, dal punto di vista dell'entrata in funzione di impianti turbogas, che rappresentano una possibilità concorrenziale nel mercato.

Nel corso dell'audizione svoltasi il 19 gennaio 2006, il dottor Marc Boudier, Responsabile delle partecipazioni di EDF in Europa, ha puntualizzato che, in materia di liberalizzazione del mercato europeo dell'elettricità, EDF è favorevole ad una maggiore fluidità del mercato attraverso lo sviluppo delle interconnessioni e delle borse dell'elettricità, e non ha alcun motivo di opporsi ad una maggiore concorrenza nello spazio europeo, grazie alla competitività del suo parco di produzione.

Il dottor Boudier ha quindi ricordato la posizione particolarmente avanzata assunta da EDF in materia di liberalizzazione del mercato energetico. In Francia vi è stata invero una profonda evoluzione negli ultimi anni: al contrario della

Germania, è stata creata un'autorità di regolamentazione indipendente, elemento essenziale della liberalizzazione dei mercati. Inoltre, è stata organizzata, in forma indipendente, una gestione della rete in modo tale da consentire ad ogni soggetto che opera sul mercato francese di avere un accesso alla pari con EDF per transitare sulla rete ad alta tensione. Molto prima che in altri paesi, è stata creata una Borsa elettrica (Powernext), che ha permesso di incrementare gli scambi e che si sta sviluppando rapidamente. Nell'agosto del 2004, poi, EDF e *Gaz de France* sono diventate due società distinte. Si è, quindi, realizzata l'indipendenza di gestione per la distribuzione ed è venuto meno il principio di specializzazione, perché, fino al 2004, EDF poteva esclusivamente produrre e vendere elettricità. La fine del principio di specializzazione ha condotto alla concorrenza tra le due grandi società nazionali. Sul piano giuridico, contrariamente a quanto si afferma spesso, la Francia ha applicato in modo completo e soddisfacente le due direttive europee. La Francia non figurava tra i 18 paesi richiamati all'ordine nel 2004, così come non figura tra i 5 paesi che, a questo titolo, sono stati deferiti alla Corte di giustizia da parte della Commissione.

Peraltro, malgrado i recenti progressi, il dottor Boudier ha rilevato come non si possa parlare oggi di un vero mercato unico dell'energia in Europa, e ciò dà luogo a forti disparità dei prezzi all'ingrosso, in particolare tra il continente e le «penisole elettriche». I prezzi all'ingrosso dell'elettricità, poi, hanno subito un forte aumento negli ultimi tre anni, e le cause sono innanzitutto strutturali, e riconducibili ad una insufficienza di capacità produttiva per far fronte alla crescita della domanda, ad un aumento del costo delle materie prime energetiche, nonché allo sviluppo insufficiente delle interconnessioni.

Il dottor Boudier ha inoltre ricordato che, per quanto concerne Edison, la quota di controllo di EDF è del 50 per cento, sulla base degli accordi con gli altri azionisti. Tutta la gestione è organizzata attraverso la *holding* TDF (Transalpina di Energia), e occorre l'unanimità degli azionisti per l'assunzione delle grandi decisioni strategiche di Edison, ed in particolare per l'approvazione del piano di sviluppo pluriennale.

Il rappresentante di EDF ha infine rimarcato che l'azienda sostiene lo sviluppo di Edison, apportando il suo appoggio ai programmi di investimenti in nuove capacità di produzione elettrica e di sviluppo nel gas. Nel settore del gas, in particolare, lo sviluppo di Edison potrebbe avere delle ricadute positive per l'Italia in termini di sicurezza e costo di approvvigionamento, nonché per le possibilità di diventare un paese di transito del gas in provenienza dal Medio Oriente e dall'Africa verso il Nord Europa.

Il Professor Luigi Paganetto, Commissario Straordinario dell'ENEA, durante l'audizione svoltasi il 19 gennaio 2006, ha richiamato il Rapporto ENEA sulle fonti rinnovabili, sottolineando l'esigenza di orientare le politiche energetiche nazionali

verso un modello basato su un crescente ricorso alle fonti rinnovabili di energia, che richiede interventi per lo sviluppo e l'introduzione nel mercato di nuove tecnologie. Per fare questo occorrono politiche di incentivazione collegate al grado di innovazione insito nelle fonte stessa.

Il dottor Paganetto ha sottolineato che l'incremento del ricorso alle fonti rinnovabili di energia è da considerare una scelta strategica nell'ambito delle politiche per il miglioramento della sicurezza del sistema energetico nazionale, come la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, e nello stesso tempo di riduzione dell'impatto dell'utilizzo dell'energia sull'ambiente. In considerazione del potenziale utilizzabile e dello stato dell'arte a livello internazionale, il ricorso attuale alle fonti rinnovabili nel nostro Paese appare, a suo avviso, ancora trascurabile.

Il Commissario Straordinario dell'ENEA ha quindi ricordato che, in Italia, nel 2004, le rinnovabili hanno contribuito al bilancio energetico nazionale per poco più del 7 per cento, un valore questo che, pur allineato alla media europea, è dovuto essenzialmente alle fonti idroelettrica e geotermica (oltre il 65 per cento del totale) e per il 30 per cento alle biomasse che hanno fatto segnare un buon incremento negli ultimi anni. Il contributo delle «nuove rinnovabili», costituite da solare ed eolico, è ancora attestato su valori percentuali bassi, non raggiungendo neanche il 3 per cento e il *trend* in atto non mostra crescite apprezzabili.

Il dottor Paganetto ha quindi richiamato l'attenzione, in conclusione, sulla particolare situazione del fotovoltaico che, sulla scorta di quanto avvenuto nei principali paesi industrializzati, presenta con l'eolico le maggiori potenzialità di crescita.

Il Consigliere Antonio Catricalà, Presidente dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, ha rilevato in via preliminare, nel corso dell'audizione svolta il 19 gennaio 2006, che l'insostenibilità dei costi connessi agli *input* energetici rappresenta un'emergenza da affrontare in tempi brevi, tenuto conto delle ripercussioni che essa determina sul sistema economico nazionale nel suo complesso e sulla competitività del Paese. Procedendo ad un'analisi delle cause, il dottor Catricalà ha richiamato l'attenzione, in primo luogo, sulle modalità di approvvigionamento di gas naturale, tenuto conto delle profonde ripercussioni che esse producono, in un Paese nel quale la produzione termoelettrica continua a rappresentare oltre l'80 per cento della produzione lorda complessiva, anche sul settore elettrico. La forte dipendenza dal gas naturale quale *input* energetico implica la necessità di muovere da questo settore al fine di elaborare soluzioni adeguate ai problemi. A tal fine, appare tuttavia opportuno fare chiarezza, a suo avviso, su un «falso problema», ossia il rischio che l'Italia debba affrontare un fenomeno di eccesso di offerta (così detta bolla del gas o *oversupply*).

La tesi che la realizzazione, entro il 2008, dei potenziamenti e di almeno due terminali di rigassificazione potesse condurre alla così detta bolla del gas

naturale è stata sostenuta da ENI in occasione di varie procedure istruttorie dell'Autorità Antitrust. L'argomentazione principale si fondava sul fatto che ci sarebbe stato il pericolo che la realizzazione congiunta di tali infrastrutture potesse determinare un tale eccesso di offerta complessiva, rispetto alla domanda, da mettere in difficoltà economiche e finanziarie i titolari di contratti d'importazione di tipo *take or pay*. Le analisi condotte dall'Autorità Antitrust e dall'Autorità per l'Energia elettrica e il gas hanno invece dimostrato che, in assenza dei potenziamenti, o con un loro posticipo rispetto al 2008, i prossimi tre anni saranno estremamente critici ed esposti a domanda insoddisfatta, con conseguente pericolo per la sicurezza del sistema degli approvvigionamenti. Peraltro, questi scenari si fondavano sull'ipotesi dell'entrata in funzione dei due terminali di GNL (Brindisi e Rovigo), rivelatasi erronea per eccesso, tenuto conto delle problematiche del terminale di GNL di Brindisi.

Al contrario, invece, secondo l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, l'Italia sta affrontando un *deficit* di offerta e rischia, nello stesso 2006, di trovarsi con un fabbisogno di gas naturale non soddisfatto, se non ricorrendo alle fonti «di ultima istanza».

Infatti, già nel 2005, il soddisfacimento della domanda di gas naturale ha richiesto l'attivazione degli stoccaggi strategici e nel mese di dicembre si è reso necessario l'avvio della cosiddetta procedura di emergenza, fissata con il decreto del Ministro delle attività produttive del 12 dicembre 2005, al fine di massimizzare le immissioni in rete per le importazioni. Questa emergenza continua nel 2006, a causa delle particolari condizioni climatiche che hanno determinato una crescita nella domanda di energia elettrica, quindi di produzione termoelettrica, come dimostrano i prelievi del tutto eccezionali degli stoccaggi, ben superiori al 50 per cento delle disponibilità di modulazione dei consumi stagionali. Si è inoltre giunti allo stadio di emergenza che prevede la possibilità di bloccare le forniture interrompibili, nonché l'utilizzo degli impianti ad olio combustibile (con conseguenze ambientali ed economiche).

Non sono quindi rinviabili, ad avviso dell'Autorità garante per la concorrenza ed il mercato, né i potenziamenti dei gasdotti esistenti (quello che consente l'afflusso di gas naturale algerino - TTPC - e quello che collega con la Russia - TAG), né l'avvio di nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale (Rovigo e Brindisi, il secondo dei quali a rischio di non creazione).

Per i prossimi tre o quattro anni, in termini di sicurezza del sistema degli approvvigionamenti, l'Italia sarà quindi seriamente esposta a rischi di carenza di offerta. Tuttavia, tenuto conto dei limiti nelle infrastrutture di trasporto dall'estero e dell'assenza di adeguati terminali in Italia, il Paese, a giudizio dell'Autorità, sarà sempre più esposto alle strategie di flessibilità dell'operatore dominante, nonché alle strategie dei produttori esteri, chiaramente avvantaggiati dal potere di mercato rispetto ad un paese con una offerta «tarata» sulla domanda. Tutto ciò

anche ammettendo scenari di domanda futura prudenti. Se si vuole concorrenza si deve avere «liquidità» nel mercato, in termini di ingresso «potenziale» di offerta superiore alla domanda, e non una offerta costantemente quantificata «su misura» sulle previsioni di domanda.

Inoltre, le modalità con le quali ENI ha soddisfatto i tetti fissati dal decreto di liberalizzazione del settore (decreto n. 164/2000) si sono rivelate strumento per «condizionare» l'ingresso dei propri concorrenti nella vendita di gas in Italia. Le cosiddette vendite innovative hanno infatti visto ENI nel ruolo di venditore oltre frontiera di proprio gas naturale, insieme ovviamente a capacità di trasporto, a coloro che poi avrebbero dovuto competere per acquisire domanda. Un ruolo, quindi, di soggetto dominante che riduce, solo in apparenza, la propria posizione sul mercato nazionale e che invece decide a chi e a quali condizioni economiche (chiaramente non di costo di acquisto ma con un *mark up*) rivendere gas naturale nelle sue disponibilità.

Si è quindi ricordato che l'intervento istruttorio dell'Autorità sul punto ha evidenziato un problema connesso alla inutilità dei tetti se non in un'ottica transitoria, che deve vedere nel medio termine sia interventi strutturali sulla rete di trasporto (in termini di potenziamenti), così da ridurre i vincoli all'ingresso di nuovo gas naturale, che interventi di *governance* sulle società di trasporto, nazionali e internazionali.

Un altro punto di criticità è rappresentato dall'assetto proprietario delle imprese del settore elettrico. Infatti, le strategie di ENI sono state possibili grazie al duplice ruolo che esso riveste, da un lato, di impresa dominante nel mercato italiano dell'approvvigionamento all'ingrosso di gas naturale, dall'altro, di soggetto che controlla, tramite l'impresa interamente partecipata TTPC (lo stesso vale per il TAG), l'unica infrastruttura di trasporto attualmente idonea a veicolare il gas naturale algerino (russo nel caso del TAG) in Italia.

Occorre, quindi, a giudizio dell'Autorità, ripensare a tale assetto, garantendo la terzietà e la neutralità nella gestione di queste infrastrutture. In particolare, pur riconoscendosi che ENI sia un importante operatore capace di negoziare con i fornitori esteri, quindi in grado di acquisire gas naturale con la necessaria forza contrattuale, ad avviso dell'Autorità ciò non può comportare il successivo trasferimento di questo potere sui prezzi finali ed essere da ostacolo allo sviluppo di altri operatori in Italia.

Necessario è quindi, secondo l'Autorità, garantire maggior capacità sui gasdotti per accesso ai terzi indipendenti e assicurare neutralità nell'utilizzo. A livello nazionale, appare importante la previsione contenuta nella Legge Finanziaria per il 2006, in ordine alla separazione proprietaria, nel 2008, tra la fase del trasporto, da un lato, e le fasi a monte e a valle dall'altro. Ovviamente, come è stato detto dall'Autorità in occasione dell'operazione tra Terna e la Cassa Depositi e Prestiti, sarà necessario assicurare l'assenza di intrecci azionari tra chi ha la gestione e la proprietà della rete e gli operatori situati a valle o a monte.

Con riferimento alla separazione proprietaria, il dottor Catricalà ha fatto presente che l'Autorità, così come per il gas naturale, ha sempre sostenuto l'opportunità, in un'ottica di efficienza nelle decisioni di investimento e di utilizzo dell'infrastruttura, di riunificare controllo della proprietà e gestione della rete. Al tempo stesso, però, è stata sempre rilevata la necessità di assicurare l'esistenza di un soggetto proprietario e gestore realmente terzo e indipendente.

Assicurare la terzietà del soggetto proprietario e gestore della rete di trasporto nazionale è, tra l'altro, ad avviso dell'Autorità, passaggio centrale per superare parte delle difficoltà strutturali del settore energetico nazionale, poiché una rete ancora non adeguata alla domanda è causa di frequenti congestioni tra zone del paese. Il consigliere Catricalà ha quindi osservato che tali limiti sulla rete nazionale rendono difficile l'afflusso di energia dall'estero in volumi adeguati per innescare, dati i loro più bassi costi di generazione, un minimo incentivo al gioco competitivo. A ciò si aggiunga che tali limiti, insieme alle inefficienze del parco generazione italiano, esaltano anche la possibilità di trasferimento del potere di mercato tra zone, con conseguente condizionamento delle strategie di prezzo (di borsa e fuori borsa per effetto del costo di trasporto che grava sui contratti bilaterali - CCT) sull'intero territorio nazionale.

In particolare, il consigliere Catricalà ha osservato che il parco generazione in Italia è estremamente squilibrato quanto alla tipologia di fonte, quanto alla allocazione in termini di tipologia impianti e quanto agli operatori. Un assetto del settore così squilibrato non può che agevolare l'operatore *incumbent* nel dettare le strategie di prezzo potendo, ad esempio, agire sui prezzi nella zona Sud (dove scarsa è la concorrenza, dato che tutti gli altri operatori sono presenti quasi solo al Nord) per poter contenere il rischio competitivo al Nord.

Peraltro, ad avviso dell'Autorità, solo mirati interventi di politica industriale possono eliminare alla radice la possibilità di porre in essere condotte non propriamente competitive. In particolare, il consigliere Catricalà ritiene che essi debbano consistere in incentivi e riduzioni dei vincoli amministrativi all'avvio di nuovi impianti e di terminali, in interventi sulle fonti di approvvigionamento, in interventi sulle infrastrutture di rete nazionale, con investimenti e radicale separazione tra la proprietà e la gestione delle infrastrutture di trasporto, da un lato, e le altre fasi a monte e a valle, dall'altro e sulle infrastrutture estere, assicurandone la gestione neutrale. Sotto quest'ultimo profilo, appare necessario incentivare lo sviluppo di un mercato dell'energia elettrica ancora più liquido e creare un mercato centralizzato anche per l'*input* gas naturale e di un vero *hub* internazionale che veda il nostro Paese al centro degli scambi, grazie alla sua posizione strategica rispetto al bacino del Mediterraneo e al Nord Europa.

In proposito, l'Autorità ha tuttavia rilevato che i suddetti interventi potrebbero rivelarsi insufficienti ove essi non si inserissero in un contesto europeo. In particolare, a giudizio dell'Autorità, il nostro Paese dovrebbe agire nelle sedi

istituzionali opportune affinché si raggiunga, realmente, l'applicazione del principio di reciprocità. Un paese confinante come la Francia che mantiene un operatore verticalmente integrato e a capitale pubblico - EdF - non sembra infatti dimostrare una reale volontà di applicazione delle direttive di liberalizzazione.

L'Autorità valuta inoltre piuttosto alto il rischio che in Spagna si verifichi un processo di concentrazione tra l'operatore *leader* nel gas naturale (Gas Natural) e una centrale impresa nell'energia elettrica (Endesa).

Anche rispetto agli accordi tra ENI e Gazprom, sempre con riferimento ai problemi a livello sovranazionale, l'Autorità ha rilevato il rischio che la sostituzione di ENI con il principale operatore russo e fornitore di *input* in Italia, per la vendita di un determinato volume di gas naturale, possa sollevare perplessità in merito all'impatto competitivo sul mercato dell'approvvigionamento in Italia. In proposito, si è infatti rilevato che, per quanto la riduzione delle vendite dirette di ENI potrebbe consentire l'ingresso di gas indipendente, tuttavia, ove ciò si realizzasse senza asta, senza vendere capacità di trasporto e con l'ingresso diretto del fornitore dello stesso *incumbent* nazionale, l'effetto sui prezzi da attendersi sarebbe certamente al rialzo.

Ad avviso del consigliere Catricalà, infine, solo grazie alla competizione tra i fornitori esteri, conseguita attraverso il potenziamento di nuovi gasdotti e attraverso la creazione di nuovi terminali di rigassificazione di GNL, si può realisticamente aprire la concorrenza tra i fornitori esteri dai quali il Paese dipende.

Nel corso dell'audizione svoltasi il 19 gennaio 2006, l'ingegnere Alessandro Ortis, Presidente dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha affrontato, in via preliminare, il tema della sicurezza delle forniture e della disponibilità di queste ultime, la cui entità è strettamente dipendente da fattori meteorologici. Al riguardo, ha fatto presente che l'Autorità, nel rispetto delle competenze in materia di strategie e di sicurezza degli impianti demandate al Governo, ha da tempo utilizzato tutti gli strumenti a sua disposizione al fine di contribuire alla definizione di tali strategie, che includono, tra l'altro, incentivi alla progettazione di nuove infrastrutture e attività di segnalazione, consistente, appunto, nella promozione di iniziative.

Con riferimento alle cause della presente situazione di emergenza nel settore energetico, il dottor Ortis ha ricordato come esse siano 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.

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 di una geopolitica.

Queste criticità suggeriscono anche, ad avviso dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, l'opportunità di riconsiderare, nei limiti consentiti dalla tutela e dalla sicurezza ambientale, un miglior ruolo della produzione nazionale, caratterizzata da un elevato valore aggiunto, non solo come fonte per la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti, ma anche quale riserva strategica.

Per quanto riguarda gli stoccaggi ed in attesa della realizzazione della separazione proprietaria da ENI e dell'integrazione tra Snam Rete Gas e Stogit, che potrebbero così assumere una posizione di terzietà, l'Autorità auspica che il Governo impegni Stogit, fin da subito, in un piano di potenziamento degli impianti esistenti.

Quanto ai prezzi e tariffe, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas rileva come, sia nel settore elettrico sia in quello del gas, il riordino del sistema tariffario e l'attività regolatoria conseguenti ai processi di liberalizzazione abbiano recato indubbi vantaggi per gli utenti.

Peraltro, rispetto alla necessità di contenere i livelli tariffari nel settore elettrico, l'Autorità guarda con preoccupazione ad alcune misure recentemente approvate. Il decreto interministeriale sui Certificati Verdi del 24 ottobre 2005, introduce una serie 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. Particolarmente preoccupante appare, tra l'altro, 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, tecnologia certamente meritevole ma che non può essere considerata una fonte rinnovabile e risulta così sovraremunerata. Con riferimento alla legge Finanziaria 2006, l'Autorità valuta positivamente il rilancio del processo riguardante la messa a punto della tariffa sociale nel settore elettrico, che consentirà una definizione tariffaria più attenta alle categorie meritevoli di tutela sociale.

L'Autorità rileva, d'altro canto, come la stessa legge Finanziaria 2006, comportando maggiori oneri, non potrà che avere un impatto negativo sulle tariffe, vanificando, almeno in parte gli sforzi compiuti 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 legge 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 2006, il Governo ha già provveduto a sanare questo mero errore materiale e reintegrare pienamente il finanziamento dell'Autorità per l'energia.

Per quanto concerne il settore elettrico, ci sono stati molti interventi di natura normativa recentemente intrapresi per stimolare il libero gioco della concorrenza. 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 per cento, 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.

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, nonché da un incompleto sviluppo dei mercati dei servizi di dispacciamento e della riserva.

Per risolvere tali criticità, 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 un'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.

Riguardo al gas, un vero mercato sarà possibile, secondo l'Autorità, 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 ed 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: 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 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 Snam 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).

Il dottor Ortis ha sottolineato con particolare evidenza l'opportunità del trasferimento dei diritti di transito a Snam rete gas (e sul fatto che questa diventi una società terza), al fine di consentire ad altri soggetti di sviluppare trattative internazionali. Quanto all'ENI, ci sono possibilità di sviluppo straordinarie se si pensa all'ipotesi della creazione di un *hub* da esportazione, in quanto potrebbe diventare un attore significativo anche nel resto d'Europa, quando invece oggi al di fuori dell'Italia ha una quota di vendita di gas solo del 20 per cento.

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. L'Autorità ritiene che, 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 ha recentemente fatto una segnalazione in cui sottolineava l'introduzione, in modo diffuso e inappropriato, tramite la remunerazione delle concessioni richieste dai comuni attraverso le gare, di una specie di tassazione occulta che ricadrebbe sul consumatore, in quanto viene dato al soggetto concessionario un importo che non corrisponde al servizio reso, che qualcuno alla fine dovrà pagare.

Nel settore elettrico, l'esame dell'andamento e della composizione della tariffa elettrica media nazionale mostra che, nonostante che 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 dal 2000 ad oggi. Per contro, la componente che comprende i costi di generazione mostra un andamento crescente che risente dell'andamento dei prezzi dei combustibili. Nel complesso, comunque, 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 dei prezzi petroliferi. Un'analisi dell'andamento dei

prezzi di «borsa elettrica» conferma che, a differenza delle altre borse europee, quella italiana 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. Va comunque rilevato che i margini di profitto dei produttori restano alti, come si riscontra confrontando a livello internazionale, tramite i dati di bilancio 2004, i margini di ricavo di taluni produttori elettrici. Per il settore del gas, l'analisi disaggregata delle componenti tariffarie mostra, analogamente al settore elettrico, una diminuzione della componente 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. Così come nel caso del mercato elettrico, anche l'andamento dei prezzi del gas evidenzia una dipendenza meno accentuata rispetto al petrolio. Anche in questo caso, quindi, negli ultimi tempi si sono evidenziate delle convenienze relative all'esportazione verso altri paesi.

Il sistema energetico italiano, comunque, dipende ancora molto dal prezzo del petrolio, e lo scenario internazionale è ancora caratterizzato da un alto e persistente livello dei prezzi degli idrocarburi e da problematiche di approvvigionamento degli stessi. Basti pensare che il prezzo medio del gas importato in Italia è passato da 0,132 €/mc del gennaio 2003 a 0,198 €/mc del gennaio 2006 registrando una crescita pari al 50 per cento. 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 dollari a barile, attenua i riflessi di quest'ultimo sui valori 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.

Nel documento trasmesso alla Commissione dalla Federazione Italiana Lavoratori Chimica Energia Manifatture (FILCEM-CGIL), si evidenzia come, nel nostro Paese, non si avverta la necessità di una politica energetica condivisa, tanto che le scelte energetiche sono state lasciate alle imprese del settore, senza alcun indirizzo, e queste hanno preso le decisioni in base agli interessi aziendali immediati.

Dalla monocultura dell'olio combustibile si sta passando, grazie al salto tecnologico che l'ha resa conveniente, alla monocultura del gas, che riduce in parte l'impatto ambientale ed aumenta l'efficienza, ma non risolve affatto il problema dell'autonomia energetica del Paese e dei suoi costi (in quanto il prezzo del gas è agganciato a quello del petrolio).

Per ottenere certezze negli approvvigionamenti e costi energetici inferiori occorre diversificare le fonti primarie, dal nucleare, al carbone, al gas, alle rinnovabili (energia idroelettrica, eolica, fotovoltaico, solare termodinamico).

A ciò si aggiungano le necessità derivanti dal rispetto per i limiti di emissione di CO₂ definiti a livello europeo in applicazione del protocollo di Kyoto, che nel breve periodo costringeranno l'Italia ad acquistare «crediti» appesantendo gli oneri di sistema.

Per quanto concerne la questione della terzietà delle reti, la FILCEM-CGIL auspica che la soluzione indicata per il settore elettrico venga estesa anche alle altre reti di trasporto al fine di ottimizzarne l'utilizzo. Riguardo al gas, non è più rinviabile il problema delle modalità di approvvigionamento: occorre assolutamente evitare che il gas metano, da opportunità per rendere maggiormente efficiente il sistema, si trasformi in vincolo negativo che garantisca solo rendite agli importatori. Per tale motivazione, si ribadisce che una soluzione analoga a quella in via di realizzazione per la rete nazionale di trasporto per l'energia elettrica andrebbe adottata anche per le infrastrutture principali del gas metano.

Per quanto riguarda la liberalizzazione, secondo la FILCEM-CGIL è necessario fermare il processo in atto di privatizzazione delle imprese energetiche pubbliche, in quanto questa contemporaneità dei due processi influenza negativamente il compito del legislatore che è pure proprietario delle imprese maggiori. Se le imprese pubbliche non godono di trattamenti di miglior favore, esse non alterano il mercato, a dimostrazione che può coesistere un sistema misto pubblico-privato.

Il documento si sofferma quindi sulla scarsa attenzione dedicata al settore della ricerca, tanto che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nel tentativo di contenere l'aumento delle tariffe, non ha dato corso al prelievo, negli oneri di sistema, del contributo per la ricerca, visto che i fondi sino ad ora accumulati non sono stati del tutto assegnati. Le energie disponibili in questo campo andrebbero puntate sull'idrogeno e sulla fusione nucleare.

Infine, si evidenzia la necessità che i sistemi tariffari siano orientati al risparmio energetico premiando gli usi intelligenti, e che consentano una sussidiarietà intrinseca fra aree ad alta intensità di consumi ed a bassa. Per realizzare queste condizioni sono però necessarie precise direttive politiche supportate da una adeguata strumentazione; pertanto, la FILCEM-CGIL chiede la conferma dell'Acquirente Unico anche dopo il 2007 e una revisione delle modalità di funzionamento della Borsa elettrica.

4. Osservazioni conclusive: più «Stato» (regole) e più «mercato» (concorrenza) per garantire sicurezza, efficienza ed economicità al sistema energetico nazionale.

Nonostante i numerosi ed estesi interventi normativi e regolatori che hanno consentito di ottenere obiettivi importanti - in particolare nel comparto termoelettrico, con l'ammodernamento del parco di generazione e la sostanziale stabilizzazione delle tariffe rispetto all'andamento al rialzo dei prodotti petroliferi - il settore energetico nazionale appare ancora connotato da forti elementi di criticità sul piano della sicurezza degli approvvigionamenti, del *mix* dei combustibili e del grado di apertura dei mercati, che si traducono inevitabilmente sul livello dei prezzi e delle tariffe per i consumatori finali, oltre che dalle scarse politiche di contenimento dei consumi.

Dall'indagine svolta è emerso nitidamente come il mancato completamento dei processi di liberalizzazione, in particolare nel settore del gas, non abbia consentito quella diversificazione delle opzioni di approvvigionamento atta a garantire sia la sicurezza di un sistema energetico sempre più «gas-dipendente», sia quella sufficiente abbondanza e flessibilità dell'offerta rispetto alle variazioni della domanda che costituisce la linfa di un mercato dell'energia liquido e concorrenziale, che a sua volta rappresenta la premessa dalla quale non è possibile prescindere per avviare un processo virtuoso di discesa del livello dei prezzi.

L'emergenza negli approvvigionamenti recentemente manifestatasi, congiuntamente al sensibile mutamento delle convenienze economiche tra le diverse fonti energetiche, derivante dall'andamento al rialzo - che appare di natura non congiunturale - dei prezzi degli idrocarburi e dai vincoli di riduzione delle emissioni climalteranti conseguenti all'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto, pone dunque l'esigenza di verificare se e come debbano essere aggiornati gli indirizzi e le priorità della politica energetica italiana al fine di superare le persistenti criticità.

4.1. Petrolio: Prezzi ed evoluzione dei mercati internazionali.

L'arco temporale della legislatura che si sta concludendo è stato caratterizzato dall'aumento dei prezzi del petrolio e dalla loro stabilizzazione a livelli più che doppi rispetto a 5 anni fa, da 30 dollari al barile ai 65 dollari attuali.

Anche se nell'immediato non si prevedono rischi di carenza della materia prima, i mercati hanno iniziato a interiorizzare una prospettiva di futura scarsità, in presenza dell'impetuosa nuova domanda delle economie asiatiche emergenti. Nel breve medio periodo il mercato degli approvvigionamenti dei greggi appare comunque sufficientemente liquido.

L'aumento dei prezzi del petrolio, peraltro avvenuto in assenza di variazioni significative dei costi industriali, è stato condizionato da fenomeni speculativi, collegabili principalmente sia all'influenza delle crisi geopolitiche asiatiche e mediorientali sia alla scarsa capacità di raffinazione emersa a livello mondiale, alla quale la globalizzazione dei mercati ha potuto supplire solo in parte.

L'insufficiente capacità di raffinazione è da imputarsi alla scarsa propensione agli investimenti di medio e lungo periodo delle compagnie petrolifere, condizionate dalle esigenze finanziarie di breve periodo, al punto che in certe fasi le aspettative di prezzo delle benzine hanno trascinato al rialzo quelle della stessa materia prima.

Di converso, le economie occidentali hanno assorbito i rialzi di prezzo senza particolari tensioni inflazionistiche, né riduzioni della produttività ad essi collegabili, principalmente a motivo della maggiore efficienza generale raggiunta dai sistemi produttivi rispetto alle crisi petrolifere degli anni '70 e '80 dello scorso secolo; è peraltro da valutare l'impatto di una eventuale stabilizzazione dei prezzi su livelli medi come quelli raggiunti nelle prime settimane del 2006 (superiori a 60 dollari a barile).

Il difficile equilibrio tra gli interessi dei Paesi consumatori e di quelli produttori, interessati comunque a non raggiungere livelli di prezzo tali da indurre contrazioni nei consumi, potrebbe stabilizzare il prezzo medio tra i 40 e i 50 dollari a barile nei prossimi anni. Tale previsione è formulata dall'Agenzia internazionale dell'energia e dai principali istituti di ricerca economica, anche se non sono esclusi possibili ulteriori forti rialzi che potrebbero avere notevoli ripercussioni sullo sviluppo economico mondiale.

In ogni caso lo stabilizzarsi dei prezzi del petrolio sui livelli medi attualmente prevedibili e il rischio di ulteriori aumenti modifica tutte le convenienze relative dell'intero settore energetico, imponendo un ripensamento su livelli e modalità di consumo ma anche rendendo economicamente più interessanti politiche di sostituzione del petrolio con fonti energetiche alternative e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

4.2. Obiettivi per una politica energetica europea.

Le dimensioni dei problemi posti dagli andamenti dei mercati petroliferi impongono la definizione di una politica energetica europea con due principali obiettivi strategici, di eguale rilevanza e tra di essi strettamente correlati: contenimento dei prezzi e sicurezza degli approvvigionamenti delle materie prime sostitutive del petrolio, tutelando l'ambiente.

Per il contenimento dei prezzi è necessario poter contare su forniture energetiche sempre eccedenti la domanda, tali da alimentare mercati concorrenziali e far scendere i prezzi. L'eccedenza delle forniture contribuisce a garantire contemporaneamente la sicurezza degli approvvigionamenti. In ogni caso appare necessaria l'implementazione delle interconnessioni statali e continentali oltre che la definizione di criteri tariffari comuni per l'attività di trasporto sia del gas naturale sia dell'elettricità. Per il contenimento dei consumi è inoltre necessario implementare l'efficienza di beni e servizi che consumano energia e incentivare scelte di prodotti con consumi bioenergetici; si deve anche agire sulle norme di costruzione edilizia.

In questi anni le politiche di liberalizzazione si sono strettamente connesse con politiche di privatizzazione, il che rende la scelta dello sviluppo energetico europeo attraverso l'organizzazione e l'attivazione di mercati concorrenziali integrati una scelta non reversibile, se non altro a motivo di esigenze di finanza pubblica.

Una politica energetica europea che prenda origine dalla necessità di contenere gli aumenti dei prezzi petroliferi deve basarsi su iniziative strutturali di riduzione dei consumi e di utilizzo di carburanti e tecnologie sostitutive.

Per raggiungere l'obiettivo di trasformare 25 mercati nazionali in un solo grande mercato europeo è necessario che tutti i paesi adottino le opzioni più avanzate tra quelle proposte dalle direttive. Deve essere reso immediato ed uniforme, in particolare, il libero accesso di terzi alle grandi reti europee di trasporto dell'energia.

Deve essere adottata ogni conseguente azione per favorire la separazione dei prezzi del gas da quelli del petrolio: il metano non è più, come fu invece all'inizio del suo sviluppo, un prodotto sostitutivo del gasolio (in tutta Europa il gas naturale ha ormai sostituito il gasolio negli usi industriali e nel riscaldamento e l'olio combustibile nella produzione elettrica).

Deve risultare prioritario l'impegno comune per il risparmio energetico e il raggiungimento degli obiettivi di aumento delle fonti rinnovabili per la produzione di energia:

a) in questo contesto, occorre rilevare come una forte politica di risparmio energetico costituisca il principale strumento di deterrenza strutturale sull'evoluzione dei prezzi nei confronti dei paesi produttori di petrolio. Per una

economia matura come quella europea appare più che sostenibile un obiettivo di riduzione dei consumi petroliferi del 5 per cento in pochi anni. Una iniziativa di questo tipo determinerebbe una riduzione di circa un milione di barili/giorno di consumo, volume in grado di incidere sulle aspettative di prezzo;

b) l'Europa potrebbe così dare corpo ad una politica attiva della domanda, prefigurando una «Opec dei consumatori»; il coinvolgimento in analoghe politiche di risparmio energetico di Stati Uniti e Giappone potrebbe determinare un risparmio complessivo di 3 milioni di barili/giorno, tale da riportare ad equilibrio il gioco della domanda e dell'offerta mondiale di petrolio;

c) politiche di risparmio energetico e sviluppo di fonti energetiche rinnovabili sono peraltro già ben delineate nelle direttive europee, delle quali sono però previsti recepimenti prevalentemente volontari. Nell'immediato sarebbe possibile rendere cogenti e obbligatori gli impegni previsti nelle più recenti normative, come ad esempio quelle in materia di biocarburanti, biomasse e geotermia, come primo concreto passo di una vera politica energetica europea.

Altrettanto efficace, anche se solo in prospettiva di medio-lungo periodo, potrebbe risultare una azione coordinata europea sull'energia nucleare, ispirata a criteri di flessibilità tali da diffondere gli eventuali vantaggi di prezzo senza che necessariamente tutti i paesi debbano ospitare impianti e ad evitare la costruzione di nuovi impianti a tecnologia matura.

Come efficace è sicuramente lo sviluppo su scala industriale dell'idrogeno come vettore energetico.

In tutte le previsioni di scenario il gas naturale si propone in Europa come fonte energetica di transizione al «dopo petrolio». Questa fonte energetica è attualmente la preferita nelle scelte di investimento delle imprese elettriche; la sua recente e prevista espansione pone problemi di garanzia degli approvvigionamenti che l'Europa deve considerare con particolare attenzione.

La sicurezza degli approvvigionamenti dipende soprattutto dalle modalità di afflusso della materia prima, storicamente con l'utilizzo di gasdotti che collegano direttamente le aree di produzione con quelle di consumo. È interesse europeo che la capacità potenziale di trasporto dei gasdotti sia significativamente superiore, almeno del 20 per cento, alle previsioni di consumo e che sia data priorità alla realizzazione di nuove condutture di collegamento con aree di produzione diverse dalle attuali.

L'utilizzo dei rigassificatori e del trasporto via nave, al pari di molti altri prodotti per i quali ci si è progressivamente affidati al libero commercio, moltiplica le possibili provenienze e favorisce lo sviluppo di un mercato *spot* concorrenziale, slegato dai tradizionali contratti pluriennali di compravendita della materia prima posti a garanzia dell'investimento nei gasdotti.

Con l'apertura del proprio mercato l'Europa ha l'opportunità, certamente favorevole per i consumatori, di mettere in concorrenza diretta le forniture di gas

provenienti da nord, da est e da sud, e queste con le immissioni dai rigassificatori. La riduzione del numero degli intermediari darebbe un ulteriore contributo alla riduzione di prezzi e renderebbe più difficile la costituzione di cartelli di Paesi esportatori.

Sempre con l'obiettivo di massimizzare la sicurezza degli approvvigionamenti europei occorrerebbe inoltre prevedere che siano le stesse società delle reti, rese opportunamente terze rispetto agli interessi delle società di produzione e vendita, ad investire e contribuire, con una informazione consapevole delle popolazioni dei territori interessati, alla realizzazione dei rigassificatori, che costituiscono la porta di ingresso delle reti stesse.

Infine, andrebbe istituito un servizio obbligatorio coordinato di gestione delle scorte strategiche europee di gas naturale similmente a quanto già in atto per il settore petrolifero. Le scorte dovrebbero essere utilizzate non solo per fronteggiare eventuali carenze di materia prima ma anche per interventi di calmieramento o sostentamento dei prezzi, in modo da assicurare la redditività degli investimenti e favorirne di nuovi.

Anche un maggior utilizzo del carbone per la produzione elettrica di base costituisce una valida opzione energetica europea, resa particolarmente interessante dalle nuove tecnologie di abbattimento degli inquinanti (carbone «pulito») e in prospettiva dalle tecnologie di gassificazione e di sequestro dell'anidride carbonica.

Il mercato mondiale di approvvigionamento del carbone non pone rischi di carenza della materia prima, motivo per cui si tratta anche del combustibile che meno ha risentito della lievitazione dei prezzi petroliferi.

Per la futura applicazione del protocollo di Kyoto e della relativa attribuzione delle quote di emissione, appare necessario far sì che la Direttiva europea sull'*emission trading* trovi applicazione univoca in tutti i Paesi europei recuperando le distorsioni che stanno emergendo nei mercati elettrici. Il «diritto ad emettere» deve trovare corrispondenza nel «diritto a produrre», in modo da stimolare l'efficienza produttiva e il miglioramento ecologico-ambientale e non preconstituire immotivate posizioni di vantaggio tra le tecnologie.

Nel tentativo di definire e attuare una politica energetica europea l'Italia può e deve assumere un ruolo da protagonista; ne ha tutto l'interesse per la valorizzazione dei propri mercati, delle imprese nazionali e l'eliminazione delle persistenti asimmetrie con buona parte dei Paesi europei e in particolare suoi confinanti. Ciò a motivo:

della sua posizione geografica e geopolitica, che ne fa il ponte naturale per il trasferimento delle risorse energetiche mediorientali e nord-africane verso l'Europa, in particolare gas e petrolio e in prospettiva elettricità, prodotta sull'altra sponda del Mediterraneo;

del contributo che le sue infrastrutture di importazione del gas possono dare alla sicurezza energetica europea;

della qualità della sua regolazione tariffaria e delle garanzie di accesso di terzi alle reti nazionali; dell'indipendenza assicurata all'Autorità di regolazione dei settori elettricità e gas, le cui competenze, come definite dalla legge n. 481 del 1995, devono essere salvaguardate;

del grado complessivo di apertura dei propri mercati nel confronto europeo, dell'autorizzazione all'ingresso di operatori esteri e dei generosi tentativi messi in campo per il contenimento del potere di mercato degli operatori dominanti nazionali.

L'assunzione del ruolo qui delineato richiede un forte coordinamento tra Ministro dell'Ambiente, Ministro degli Affari esteri, Ministro dell'Economia, Ministro delle politiche comunitarie e Vice-Ministro per il commercio estero. La responsabilità del coordinamento interministeriale per l'energia deve essere attribuita stabilmente al Ministro delle attività produttive.

4.3. La sicurezza degli approvvigionamenti nazionali e il deficit infrastrutturale.

Per quanto attiene al settore del gas naturale, la Commissione rileva quanto segue.

Nel nuovo scenario internazionale, caratterizzato da recenti turbolenze geopolitiche (in Ucraina, Iran e Nigeria) che influenzano le dinamiche del mercato, il dato che emerge con maggiore evidenza è senz'altro la crescente e rilevante dipendenza del sistema energetico nazionale dagli approvvigionamenti di gas naturale.

Anche in ragione dell'assenza di una programmazione strategica, il processo di ammodernamento tecnologico del settore elettrico realizzato in questi ultimi anni ha fatto del gas naturale il principale *input* energetico del Paese: la sua incidenza sulla potenza efficiente netta operativa del parco termoelettrico è ormai pari a circa il 56 per cento [\(17\)](#) ed è destinata a raggiungere una percentuale intorno al 60 per cento, ossia sostanzialmente coincidente con la percentuale media europea di utilizzo del carbone e del nucleare nel medesimo comparto.

È evidente pertanto come oggi la questione principale per la sicurezza del sistema energetico nazionale sia l'inadeguatezza del sistema di approvvigionamento del gas, che in presenza di picchi stagionali di consumo ovvero di turbolenze internazionali - come di recente verificatosi tra la Federazione russa e l'Ucraina - costringe ad intaccare le riserve degli stoccaggi.

I limiti strutturali alle capacità di importazione e stoccaggio e le previsioni di crescita nazionale e internazionale della domanda di gas - correlate anche all'entrata in esercizio di nuove centrali termoelettriche a ciclo combinato -

necessitano dunque in primo luogo di un adeguato impulso alla tempestiva realizzazione di nuove infrastrutture strategiche.

Oltre alla costruzione, quanto mai urgente, di nuovi terminali di rigassificazione di gas naturale liquefatto (GNL), è necessario garantire un tempestivo «sbottigliamento» dei metanodotti d'importazione internazionale, con particolare riferimento ai collegamenti con l'Algeria e la Russia, nonché un effettivo potenziamento delle reti di trasporto di gas naturale e della capacità di stoccaggio, tutto ciò nell'ottica di aumentare gli afflussi di gas e superare le rigidità di accesso alla rete e il rischio di congestioni, potenziando per questa via la flessibilità del sistema.

In proposito, la Commissione rileva come i ritardi registrati nella realizzazione dei potenziamenti del gasdotto in territorio austriaco (TAG) e del gasdotto in territorio tunisino (TTPC) e degli stoccaggi del gas naturale, siano ascrivibili come evidenziato più volte dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, «ad una strategia di contenimento dell'offerta posta in atto negli ultimi anni dall'operatore dominante».

La situazione di emergenza negli approvvigionamenti di gas, verificatasi proprio in questi giorni, smentisce nei fatti il pericolo di una «bolla del gas» paventato dall'Eni, ponendo invece la questione inversa di un deficit strutturale dell'offerta di gas, destinato a proiettarsi pericolosamente anche negli anni a venire.

Per quanto riguarda il settore elettrico, la Commissione rileva quanto segue.

L'auspicato processo di aumento della capacità produttiva del parco delle centrali termoelettriche se, da una parte, ha posto l'Italia al riparo dal rischio di *black-out*, dall'altra ha fatto emergere nuove problematiche connesse ad un *mix* delle fonti che ha visto crescere sensibilmente la componente di utilizzo del gas naturale.

La gran parte degli investimenti nel settore termoelettrico sono stati infatti destinati alla costruzione di nuove centrali a ciclo combinato alimentate a metano, che pur garantendo maggiori rendimenti e minori emissioni di gas serra rispetto, ad esempio, al carbone, presentano oggi il duplice svantaggio di accrescere la dipendenza dai pochi paesi produttori e di essere direttamente correlate alla volatilità del prezzo del petrolio, posto che i contratti di approvvigionamento di gas a lungo termine sono ancorati a formule i cui principali elementi sono appunto il prezzo del greggio, dell'olio combustibile e del gasolio.

In tale ambito, continua ad agire il ruolo regolatore svolto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nella direzione del disaccoppiamento delle dinamiche del prezzo del gas da quelle del petrolio [\(18\)](#).

Resta ferma l'esigenza di stimolare il riequilibrio del *mix* dei combustibili (gas, carbone «pulito», fonti rinnovabili) e delle tecnologie nel settore della produzione

termoelettrica nonché di perseverare nella direzione di un uso più efficiente dell'energia nei consumi finali, appare oggi indifferibile l'adozione di ogni iniziativa utile ad aumentare le capacità di importazione, trasporto e stoccaggio di gas naturale.

Fra il 2005 e il 2013 il fabbisogno di importazione di gas aumenterà infatti di circa 20 miliardi di mc, di cui 12 imputabili alla crescita della domanda e 8 derivanti dalla contrazione delle produzioni nazionali, che potrebbe tuttavia rivelarsi superiore in ragione di una eventuale prosecuzione del fenomeno dell'export di elettricità.

In tale scenario previsivo, il completamento dei progetti infrastrutturali già avviati e autorizzati (terminali di Rovigo e Brindisi) ovvero in programma (potenziamenti dei gasdotti dall'Algeria e dalla Federazione Russa) appare di primaria importanza per assicurare una disponibilità di gas sufficientemente flessibile rispetto alle variazioni della domanda, fermo restando che l'obiettivo strategico di politica energetica nel settore del gas è quello di pervenire a quell'eccesso fisiologico di offerta che è l'unica *conditio sine qua non* per un mercato che voglia essere realmente sicuro e competitivo.

Quanto alla prospettiva di medio periodo nel settore elettrico e del gas, la Commissione rileva che:

a) l'obiettivo è fare dell'Italia un vero e proprio *hub* del gas nel Mediterraneo, un'area di transito e non solo di consumo per le nuove forniture di gas provenienti dalle aree di produzione del Caspio, del Medio Oriente e del Nord Africa, destinate a soddisfare il fabbisogno crescente dell'Europa Centrale e Settentrionale, con tutti vantaggi conseguenti in termini di riduzione dei prezzi e sicurezza degli approvvigionamenti;

b) a tal fine è richiesto un quadro normativo e regolatorio stabile e certo, atto a rassicurare gli investitori circa la tempistica e i costi per la realizzazione delle infrastrutture, nonché l'attivazione di interventi di potenziamento della rete di trasporto, oltre che nuove interconnessioni con gli altri paesi europei capaci di operare in controflusso (Sud-Nord).

In proposito, i soggetti auditi dalla Commissione hanno quasi unanimemente lamentato gli ostacoli di carattere burocratico frapposti sovente dagli enti territoriali alla realizzazione di nuove infrastrutture, che comportano quasi sempre allungamento dei tempi e lievitazioni dei costi, se non la vera e propria paralisi dei progetti.

Si auspica pertanto che trovino applicazione le disposizioni introdotte sia dalla legge n. 239/04 di riordino del settore energetico, sia dal più recente decreto legge n. 35/05, volte a semplificare ed accelerare la tempistica delle procedure autorizzative per la realizzazione e il potenziamento dei terminali di rigassificazione GNL, nonché il modello della procedura unificata e partecipata con tempi contingentati per il rilascio delle autorizzazioni - secondo una logica di

leale collaborazione tra Stato, Regioni ed Enti locali - esteso alle fattispecie di costruzione di nuove infrastrutture energetiche che rivestano una importanza strategica, in relazione sia alla sicurezza degli approvvigionamenti, sia al rispetto dei vincoli del Protocollo di Kyoto, seguendo priorità nella fase autorizzativa che tengano conto della sostenibilità e compatibilità territoriale e ambientale.

Quanto all'emergenza riscontratasi nei recenti mesi invernali, la Commissione esprime - nelle more della effettiva realizzazione delle infrastrutture più volte richiamate - una forte preoccupazione circa la situazione che si è venuta a determinare per gli anni 2006 e 2007, nei quali la mancata copertura del fabbisogno di gas naturale potrebbe avere gravi ripercussioni sia sulle famiglie che sul sistema produttivo.

Infatti, già nel 2005 il soddisfacimento della domanda di gas naturale aveva richiesto l'attivazione degli stoccaggi strategici, sino all'attivazione, nello scorso mese di dicembre, della procedura di emergenza volta a massimizzare le immissioni in rete per le importazioni.

Il perdurare delle condizioni di emergenza nel 2006, imputabile all'operare combinato del forte aumento della produzione termoelettrica da gas, del persistere di condizioni climatiche avverse e, sia pur marginalmente, dal calo delle importazioni dalla Russia, hanno infine indotto il Governo ad adottare in via d'urgenza un decreto legge che prevede, com'è noto, oltre alla possibilità di bloccare le forniture interrompibili a particolari classi di clienti finali [\(19\)](#), un temporaneo riavvio degli impianti di produzione alimentabili ad olio combustibile [\(20\)](#).

Al riguardo, la Commissione rileva come il provvedimento, oltre alle conseguenze ambientali ed economiche - in termini di aumento delle emissioni inquinanti e dei maggiori costi per i consumatori - rappresenti una soluzione emergenziale ad un deficit strutturale di offerta di gas e capacità di stoccaggio.

Un deficit che avrebbe tuttavia potuto essere colmato per tempo tramite il completamento del processo di liberalizzazione del settore del gas, con l'adozione di adeguati atti d'indirizzo nei confronti dell'operatore dominante mediante l'esercizio da parte del Ministero dell'economia dei poteri dell'azionista.

Le vicende recenti sembrano avvalorare la fondatezza delle indicazioni delle Autorità Antitrust e per l'energia elettrica e il gas relative allo scenario previsivo di domanda [\(21\)](#), dato che, almeno per i prossimi tre anni, l'Italia sarà seriamente esposta ai rischi di una carenza di gas, soggetta alle strategie dell'operatore dominante e a quelle degli stessi produttori esteri, avvantaggiati dal potere di mercato.

Ciò posto, nei prossimi mesi il Paese dovrà affrontare il problema con rigore e pragmatismo, ponendo in essere una strategia diversificata di contenimento del rischio nel medio periodo che, oltre a rimuovere ogni eventuale ostacolo

amministrativo alla realizzazione di nuove infrastrutture, sia diretta prioritariamente a:

impegnare l'Eni - nelle more della creazione di un operatore di sistema neutrale che gestisca la rete e i diritti di transito, anche transfrontalieri, in modo indipendente dagli interessi degli operatori - a realizzare, nel minor tempo tecnicamente possibile:

i potenziamenti dei gasdotti TTPC e TAG per una capacità di circa 13 miliardi di mc/anno, al fine di garantire un incremento del 15 per cento della capacità di importazione di gas naturale per operatori terzi indipendenti;

l'ampliamento della capacità degli impianti di stoccaggio per almeno tre miliardi di metri cubi, onde poter affrontare eventuali ulteriori riduzioni delle importazioni imputabili a cause tecniche, geopolitiche, ovvero a incrementi di domanda imputabili ad emergenze climatiche, e garantire una migliore flessibilità dell'offerta sul piano commerciale;

favorire, nel rispetto dei vincoli di tutela e sicurezza ambientale, un rilancio delle attività di esplorazione e coltivazione dei giacimenti nazionali di gas naturale;

implementare l'efficienza degli usi finali dell'energia elettrica e del gas, introducendo, accanto al sistema dei cosiddetti certificati bianchi: a) criteri di efficienza energetica tradotti in norme vincolanti nelle procedure di appalto di beni e servizi della Pubblica amministrazione, con riferimento anche all'edilizia; b) incentivi fiscali selettivi per favore gli acquisti privati «verdi», in particolare nei comparti dell'edilizia e degli elettrodomestici di largo consumo, nonché per l'adozione da parte delle imprese di modelli di *audit* e gestione aziendale ecosostenibili;

incentivare in modo economicamente efficiente un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili, promuovendo contestualmente incentivi più certi e specifici, differenziati per fonte e tecnologia utilizzata, tenendo conto delle condizioni economiche di mercato.

Conseguentemente a quanto esposto, risulta necessario impegnare gli sforzi del legislatore e del Governo per il miglioramento della sicurezza nel settore elettrico, al fine di assicurare un servizio di qualità e garantito nel tempo. Pertanto:

a) per quanto attiene ai profili della sicurezza inerenti il settore della generazione elettrica, la Commissione prende atto di come gli investimenti compiuti e in corso di realizzazione volti al rinnovamento del parco delle centrali termoelettriche abbiano sensibilmente ridimensionato i rischi di *black-out*: all'esito di questo processo la capacità strutturale del sistema nel suo complesso sembra poter garantire un margine di riserva adeguato a soddisfare il fabbisogno di energia elettrica nel rispetto di prefissati livelli di sicurezza e di qualità;

b) l'Italia è infatti il Paese europeo che ha avviato il maggior programma di incremento di capacità produttiva, avviandosi pertanto verso la compiuta realizzazione di un mercato liquido dell'elettricità;

c) pur permanendo il problema di un *mix* di generazione che, in virtù del mancato ricorso al nucleare e dello scarso utilizzo sia del carbone sia delle fonti rinnovabili, risulta meno competitivo rispetto ai partner europei e più fragile sul piano degli approvvigionamenti per la dipendenza dall'estero, le pressoché unanimi previsioni al 2010 mostrano un margine di riserva congruo, che si attesterebbe attorno al 17 per cento, rispetto al 4 per cento del periodo in cui fu necessario procedere a distacchi programmati [\(22\)](#);

d) cionondimeno, la Commissione ritiene che ai fini del perseguimento di un margine di riserva adeguato vadano attentamente monitorati e sostenuti gli interventi di promozione di nuova capacità di generazione ad alta efficienza, nonché quelli diretti a superare le limitazioni ai flussi di energia elettrica sulla rete nazionale di trasmissione;

e) a tale ultimo riguardo, si ribadisce l'esigenza, più volte espressa anche dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, di promuovere interventi volti al potenziamento sia delle linee di interconnessione con l'estero - mantenendo in tale ambito modalità concorrenziali di allocazione della corrispondente capacità - sia della rete di trasmissione nazionale, onde consentire ai nuovi impianti di erogare tutto il proprio potenziale produttivo, oltre che ridurre al minimo i rischi di congestione;

f) nella prospettiva di un riequilibrio del *mix* di produzione, funzionale alla sicurezza stessa del sistema, appare infine auspicabile l'adozione di un nuovo Piano di assegnazione delle quote di emissione per il secondo periodo del Protocollo di Kyoto che, tenendo correttamente conto del costo delle emissioni di CO₂, eviti il manifestarsi di distorsioni competitive tra le diverse tecnologie produttive inerenti il carbone e il metano, considerando altresì la necessità di definire una congrua quota di riserva per i nuovi entranti.

4.4. Lo stato di avanzamento del processo di liberalizzazione.

Per quanto concerne il livello di maturazione del processo di liberalizzazione del settore energetico, la Commissione prende atto di come questo risulti ancora fortemente asimmetrico, sia nei confronti degli altri paesi dell'Unione europea, sia sul piano del mercato interno.

In ordine al primo profilo, all'Italia va senz'altro riconosciuto il merito di aver tempestivamente attuato le direttive europee, mentre negli altri paesi dell'Unione si registrano ancora diversi livelli e velocità dei processi di apertura del mercato e armonizzazione delle politiche energetiche, che richiedono un continuo sforzo diplomatico nelle sedi istituzionali ai fini dell'applicazione di un reale principio di

reciprocità. In tale ambito, la Commissione auspica in particolare che il Protocollo di collaborazione tra Francia e Italia sia attuato compiutamente in tutte le sue parti, compreso l'effettivo ingresso di operatori italiani oltralpe.

Una asimmetria si registra inoltre in ordine al mercato nazionale, dove è evidente che la liberalizzazione del settore elettrico, seppur formalmente non ancora del tutto compiuta sul piano dell'apertura del mercato dal lato della domanda, appare ben più sviluppata che non quella del settore del gas, mercato invece completamente libero sin dal gennaio del 2003.

L'avvio, nell'aprile 2004, di un mercato centralizzato per gli scambi, dopo una prima fase di sperimentazione, ha cominciato a dare i suoi frutti, fornendo agli operatori segnali di prezzo efficienti che hanno favorito il processo di riconversione degli impianti esistenti e di costruzione di nuove centrali.

Il fatto che l'Italia sia oggi il Paese europeo che ha progettato e in gran parte realizzato il maggior programma di incremento di capacità produttiva, avviandosi verso la compiuta realizzazione di un mercato liquido dell'elettricità, costituisce senz'altro un elemento di conforto e soddisfazione.

Grazie a tale processo di ammodernamento il nostro Paese ha iniziato per la prima volta, a partire dagli ultimi mesi del 2005, ad esportare energia elettrica.

Sussistono ancora ostacoli al pieno dispiegarsi delle potenzialità di mercato altamente competitivo, connessi essenzialmente:

ad uno squilibrio del parco di generazione (asimmetricamente strutturato per tipologia di fonte, allocazione per zone e tipologie di impianti e per operatori) che favorisce un ruolo «pivotale» nella determinazione dei prezzi della borsa elettrica da parte dell'ex monopolista Enel [\(23\)](#);

a barriere di tipo amministrativo/burocratico al rinnovo del parco generazione nazionale;

ad un insufficiente sviluppo della rete di trasmissione nazionale e dei mercati dei servizi di dispacciamento e della riserva.

Per agire pienamente su tutto il territorio nazionale e le utenze, il processo di liberalizzazione esige un livello di *governance* pubblica in grado di orientare l'insediamento, da parte di soggetti diversi dall'operatore dominante, di nuovi impianti di produzione in zone ad oggi deficitarie d'offerta (come il Macro sud), onde poter ridimensionare il potere di mercato dell'operatore *incumbent* nel dettare le strategie di prezzo: condizione affinché ciò accada è la composizione, in una sede istituzionale partecipata tra i vari livelli di governo, delle resistenze delle comunità locali alla realizzazione o riconversione di determinate tipologie di centrali.

Occorre altresì che siano portati rapidamente a compimento i previsti investimenti necessari per il superamento delle congestioni della rete di trasmissione nazionale, nonché per lo sviluppo delle linee di interconnessione con l'estero, assicurandone la gestione neutrale.

I risultati raggiunti dal processo di liberalizzazione del settore elettrico appaiono senz'altro più incoraggianti di quelli ottenuti nel settore del gas, nel quale l'alto livello di concentrazione del mercato, le carenze di infrastrutture nazionali di adduzione e stoccaggio e le rigidità nell'accesso alle reti di trasporto internazionali, impediscono il corretto operare dei meccanismi concorrenziali.

La carenza di infrastrutture e le difficoltà connesse all'assenza di una disciplina comunitaria per le tariffe e per l'accesso trasparente e non discriminatorio ai gasdotti internazionali, ostacolano lo sviluppo di nuovi operatori e frenano la traslazione sui prezzi ai consumatori finali dei benefici della liberalizzazione.

In tale assetto di mercato, gli stessi incentivi ad investire nell'approvvigionamento di gas da parte di altri operatori sono stati vincolati dall'esistenza di porzioni di domanda lasciata libera dall'*incumbent* nel mercato nazionale per rispettare almeno formalmente i tetti antitrust.

Il paradosso, emerso proprio in questi giorni di emergenza negli approvvigionamenti di gas, è che l'operatore dominante ha modulato la propria capacità di importazione (e stoccaggio) su previsioni dell'andamento della domanda di gas rivelatesi sottostimate, tali da non garantire, per almeno gli anni 2006 e 2007, un sufficiente grado di sicurezza negli approvvigionamenti, oltre che un adeguato eccesso di offerta, tale da consentire il benefico dispiegarsi delle dinamiche della concorrenza.

In tale scenario, nel quale i limiti alla capacità di importazione di gas si riflettono, per le ragioni sopra illustrate, sulla sicurezza del sistema elettrico, la Commissione, conformemente a quanto auspicato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dall'Antitrust, ribadisce l'urgenza di incrementare le condizioni di elasticità dell'offerta di gas, diversificando le opzioni di approvvigionamento e favorendo l'ingresso di nuovi operatori, suggerendo a tal fine l'adozione di:

interventi di *governance* volti a impegnare l'operatore dominante a realizzare il potenziamento delle reti di trasporto, nazionali e d'importazione, nonché delle capacità di stoccaggio [\(24\)](#);

interventi normativi e regolatori volti a:

promuovere l'istituzione di un nuovo organo di decisione partecipata tra Stato, Regioni ed Enti locali per rimuovere, secondo una logica di leale collaborazione, ogni eventuale difficoltà amministrativa e resistenza delle comunità locali ad ospitare nuovi terminali di rigassificazione GNL e, più in generale, nuovi impianti e infrastrutture energetiche d'interesse strategico, promuovendo una adeguata informazione sul territorio interessato;

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; nelle more

dell'accorpamento delle attività di trasporto e stoccaggio in un operatore di sistema indipendente e neutrale, potrebbe essere valutata altresì la possibilità, suggerita dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, di trasferire a Snam Rete Gas - compatibilmente con i diritti di prelazione in essere - i diritti di transito, le concessioni ed eventualmente le quote di proprietà relative ai gasdotti di alimentazione attivati prima della direttiva comunitaria del 2003 (TTPC, *Transmed*, TAG). In tale ambito, ai fini di garantire gli assetti concorrenziali del mercato, occorrerà comunque predisporre ogni iniziativa utile atta a limitare un eventuale ingresso di operatori esteri verticalmente integrati;

prevedere una riformulazione e un prolungamento, oltre la data del 31 dicembre 2010, del limite quantitativo posto alle importazioni;

promuovere l'avvio, anche nel settore del gas, di un mercato centralizzato degli scambi;

promuovere l'effettiva separazione proprietaria delle attività della filiera, al fine di garantire la neutralità del dispacciamento e il libero esercizio della vendita al dettaglio;

favorire, nel settore della distribuzione, l'evoluzione verso un modello di maggiore efficienza ed economicità, attraverso aggregazioni e sinergie di scala degli operatori, evitando in particolare un eccessivo allungamento dei tempi previsti per le gare di assegnazione delle concessioni da parte dei comuni ed assicurando in tale ambito che le modalità di assegnazione delle gare stesse tengano conto - come suggerito in una segnalazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas del 18 ottobre scorso - non soltanto dell'entità dei corrispettivi pagati per la concessione, ma anche del livello di qualità e sicurezza del servizio offerto e dei piani di investimento per lo sviluppo delle reti e degli impianti.

L'operatore dominante sul mercato nazionale dovrà essere in grado di competere in modo sempre più efficiente con i principali operatori sul mercato europeo, non disponendo di improprie difese di posizionamento ed accrescendo pertanto il proprio grado di internazionalizzazione.

4.5. Assetti proprietari.

Il percorso di privatizzazione avviato in Italia negli anni '90 e il forte impulso verso la liberalizzazione e la concorrenza apportato dai decreti legislativi n. 79/99 e n. 164/00, hanno innescato un processo di ammodernamento del settore elettrico e del gas che in tempi relativamente brevi ha condotto a trasformazioni industriali radicali dei mercati di riferimento.

Come è possibile evincere dalle indagini compiute dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in tutte le fasi della filiera (approvvigionamento, compravendita e distribuzione) il grado di concentrazione e la proprietà delle imprese sono sensibilmente mutati.

Sia nel settore elettrico, sia in quello del gas, la liberalizzazione ha indotto una deconcentrazione dei settori, sebbene più marcata nel primo caso.

Un dato significativo è il sensibile incremento della proprietà estera nelle imprese di generazione operanti in Italia, soprattutto in conseguenza della vendita delle tre GenCo e, successivamente, dell'offerta pubblica di acquisto su Edison.

Segnatamente, secondo una recente indagine dell'Autorità, nel segmento produzione elettrica, 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 [\(25\)](#). Tale «internazionalizzazione» della proprietà è sostanzialmente riferibile ad iniziative di operatori della Unione europea e svizzeri.

Nel settore del gas la completa apertura del mercato finale ha generato la nascita di imprese di trading legate spesso alle società di distribuzione (Plurima S.p.A., Blu Gas S.p.A., eccetera).

Sebbene si sia trattato di un'attività di importazione in larga misura virtuale, posto che il gas importato veniva acquistato oltre frontiera dall'Eni S.p.A. e rivenduto con le c.d. vendite innovative, il numero di imprese che importano gas è di fatto triplicato, anche se la maggior parte di esse importa quantità limitate.

Nel complesso, al 2004, nel mercato italiano dell'approvvigionamento di gas naturale (importazione e produzione nazionale), dei circa 80 miliardi di mc di gas che sono stati approvvigionati, poco meno del 70 per cento per cento è stato fornito da Eni, mentre il restante 30 per cento circa da terzi (Enel, Edison, Energia SpA, Plurigas ed una serie di operatori minori).

Quanto agli assetti proprietari, scontando l'effetto della OPA sul capitale di Edison, la quota delle società estere è sensibilmente cresciuta, come anche quella degli enti locali, a fronte di un'incidenza praticamente nulla nel 1998 e di pochi punti percentuali nel 2004.

Uno degli sviluppi peculiari del processo di liberalizzazione in entrambi i settori è inoltre la nascita, seguita da rapida crescita, di nuove società attive nella compravendita; nel settore elettrico, sono oggi circa 250.

È significativa la presenza di imprese energetiche estere in tutte le categorie e di società diverse che esprimono la presenza di consorzi d'acquisto e società consortili, nonché di numerosi autoproduttori.

Nel settore del gas il numero molto elevato di società di vendita è prevalentemente conseguenza dell'attuazione del decreto legislativo n. 164/00 che ha imposto la separazione tra attività di vendita e di distribuzione. Tuttavia, anche in questo caso, la liberalizzazione del settore ha indotto una rapida ascesa di società di compravendita indipendenti da quelle di distribuzione, oppure frutto di accordi tra due o più società di distribuzione. Occorre inoltre tenere presente come in molti casi, preesistenti società di compravendita dell'energia elettrica si

siano diversificate nel settore del gas. Quanto alla struttura della proprietà, è connotata dal ruolo preminente svolto dall'Eni e dalle maggiori aziende locali quotate in borsa.

Nel comparto della distribuzione del gas rappresenta un dato significativo il quasi raddoppio della quantità di gas mediamente distribuita per società, conseguente all'acquisizione di numerose piccole e medie aziende con attività di distribuzione inferiore a 10 milioni di metri cubi operata specialmente da Enel, ma anche da altri operatori come *Thuega* e Gas Natural. Altre società come *Gaz de France* si sono invece concentrate su poche società di dimensione più consistente.

Nel complesso, il successo dei mercati liberalizzati, rispetto al precedente contesto monopolistico, dipende in buona parte dalla coerenza di comportamento di una pluralità di soggetti rispetto agli obiettivi del disegno del mercato e a quelli specifici aziendali. In tale contesto, le esigenze di finanza pubblica non devono condizionare i piani di sviluppo delle imprese. Limitati ed effimeri vantaggi finanziari di breve periodo hanno come conseguenza l'impoverimento complessivo della struttura industriale del Paese. Il necessario equilibrio non può che trovarsi nell'attribuire al Ministero delle attività produttive entrambe le funzioni di azionista industriale e finanziario, con la collaborazione delle strutture tecniche del Ministero dell'economia.

In ambito locale, la solo parziale separazione tra attività di servizio collegate alla proprietà delle reti di distribuzione dalle attività di produzione e vendita limita nuove e più qualificate strategie di aggregazione e di sviluppo delle società controllate dai Comuni. Più in generale, per favorire la libertà di scelta del consumatore finale, appare opportuna la netta separazione tra le attività di distribuzione e di vendita come già in vigore per il settore del gas.

Divaricazioni tra gli interessi della proprietà e missione aziendale si è riscontrata, fin dall'avvio delle liberalizzazioni, nel settore delle reti nazionali di trasporto dell'elettricità e del gas naturale. L'aver mantenuto in capo ad Enel la proprietà della rete elettrica nazionale, sia pur gestita da un diverso soggetto, il GRTN, ha significato pretendere da Terna di investire in infrastrutture che avrebbero favorito i concorrenti dell'Enel stessa. Analoga considerazione per la proprietà di Snam Rete Gas e Stogit lasciata all'Eni.

Forse per un eccesso di fiducia nella capacità di autoregolazione del sistema, nel nuovo contesto organizzativo dei mercati, composto da una pluralità di soggetti che si comportano con logiche di impresa, è stata sottovalutata la necessità di una più puntuale separazione e riattribuzione delle responsabilità istituzionali e di sicurezza del sistema.

La non corretta valorizzazione della produzione elettrica nelle diverse stagioni e ore del giorno, in presenza dello spostamento della punta dei consumi verso la stagione estiva, è all'origine dei distacchi programmati del giugno 2003. L'avvio della borsa, nuovi meccanismi di remunerazione della capacità produttiva messa

a disposizione del sistema, l'accelerazione nella realizzazione di nuovi impianti hanno avviato il problema a soluzione.

Nel successivo mese di settembre 2003 l'interruzione per motivi esogeni dei flussi di importazione hanno trovato il sistema impreparato alla gestione tecnica della crisi, anche a causa dei retaggi di una gestione centralizzata decennale. Anche in questo caso è stato necessario sottoporre a revisione il coordinamento tra le reti elettriche internazionali e la gestione delle importazioni, forzate dalla convenienze di mercato, in relazione alla produzione nazionale.

A queste problematiche si è data soluzione con la decisione di riaccentrare in capo ad una società unica proprietà e gestione della rete di trasmissione, rendendo tale soggetto indipendente dagli interessi degli utilizzatori della rete stessa. Tale processo di ristrutturazione societaria è alla sua conclusione, e il sistema di gestione dei flussi appare affidabile. Tale assetto societario appare ora in grado di provvedere rapidamente all'indispensabile implementazione della rete che presenta numerose e gravi strozzature.

Snam Rete Gas e Stogit possono seguire lo stesso percorso di ristrutturazione proprietaria delle società già seguito per Terna, attribuendo inoltre a Snam Rete Gas più precise responsabilità in materia di gestione dei flussi e di sicurezza, al termine del quale potrà valutarsi la fusione tra Snam Rete Gas e Terna, nell'ambito di una proposta di politica industriale tesa a realizzare un gruppo energetico di preminenza nel contesto europeo, dedito alla esclusiva attività di trasporto e sviluppo delle reti di elettricità e gas, in posizione terza rispetto agli interessi di produttori e venditori.

Un grande piano accelerato di realizzazione di nuove infrastrutture troverebbe peraltro adeguata copertura finanziaria nei meccanismi tariffari definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, coerentemente con le politiche tariffarie degli scorsi anni ed in linea con le previsioni dell'articolo 1 della legge istitutiva.

La possibile divaricazione tra interessi della proprietà e attività delle imprese energetiche controllate potrebbe riscontrarsi anche nel caso di operatori posseduti da Stati esteri. Le autorità di settore dovranno in questi casi sorvegliare sulla coerenza tra gli obiettivi di sviluppo del mercato e i piani industriali.

Alla sicurezza del sistema e allo sviluppo di mercati concorrenziali contribuisce anche la dimensione aziendale. Il disegno del mercato elettrico nazionale prevedeva una pluralità di imprese, almeno cinque, con sufficiente capacità di investimento. Tale disegno deve essere mantenuto, evitando un eccessivo frazionamento che porterebbe alcune imprese al di sotto della soglia dimensionale critica e quindi possibili prede di soggetti di dimensioni maggiori, che potrebbe favorire una evoluzione oligopolistica del mercato.

È quest'ultimo il caso della società Endesa Italia (partecipata da ASM Brescia), di cui è previsto il frazionamento in caso di successo dell'Opa di Gas

Natural sulla società Endesa. Governo e parlamento devono sentirsi impegnati, nelle forme più opportune, a favorire il mantenimento dell'unità aziendale di Endesa Italia, nonché nell'esigere che negli altri Paesi europei, come in Italia, le cessioni di capacità avvengano tramite gare.

4.6. Le dinamiche dei prezzi e delle tariffe dell'energia elettrica e del gas.

L'alto e persistente livello dei prezzi degli idrocarburi e le recenti problematiche di approvvigionamento degli stessi, incidono inevitabilmente sul livello dei prezzi e delle tariffe di elettricità e gas per i consumatori finali.

Le turbolenze geopolitiche, i fattori climatici e i disastri naturali hanno avuto riflessi negativi sui mercati petroliferi internazionali; a fine 2005 il prezzo di riferimento del greggio sui mercati europei si è collocato oltre i 57 dollari al barile, registrando un aumento del 44 per cento rispetto all'anno precedente, che tiene peraltro conto delle variazioni del tasso di cambio dollaro/euro.

Le nuove crisi internazionali sopraggiunte all'inizio del 2006 - segnatamente quella ucraina, iraniana e nigeriana - hanno da ultimo riportato i prezzi al di sopra dei 60 dollari al barile e le previsioni per il futuro, connesse anche alla crescita della domanda proveniente dai paesi emergenti e alle carenze internazionali strutturali di capacità di produzione e raffinazione, lasciano prefigurare valori elevati anche nei prossimi anni.

Si tratta, pertanto, di un fenomeno di natura non congiunturale, che modifica il quadro delle convenienze economiche richiedendo un ripensamento complessivo delle politiche energetiche.

Per quanto concerne i prezzi dell'energia elettrica, nonostante l'aumento di efficienza e le politiche di riduzione dei costi messe in atto dagli operatori e traslate sugli utenti dal regolatore, che hanno tra l'altro consentito l'accennato fenomeno di avvio di esportazioni emerso negli ultimi mesi del 2005, l'Italia si connota ancora per un livello dei prezzi medi sensibilmente elevato rispetto ai nostri partner europei; se si eccettua l'Olanda dove, nella seconda metà dello scorso anno, si sono registrati guasti e aumento dei prezzi dei certificati quote CO₂, il prezzo medio di acquisto nella cosiddetta Borsa elettrica nel nostro Paese è risultato mediamente superiore ai 65 euro/MWh, contro un valore inferiore a 50 in Francia e Austria, e pari a circa 52 in Germania e 62 in Spagna [\(26\)](#).

Relativamente al settore del gas, l'andamento al rialzo del prezzo del greggio se, da un parte, ha avuto un impatto più limitato sul prezzo del carbone, dall'altra si è invece ripercosso negativamente sia sul prezzo dell'olio combustibile, sia sul mercato del gas naturale, il cui prezzo medio di importazione è passato in Italia da 0,132 euro/mc del gennaio 2003 a 0,198 euro/mc del gennaio 2006, registrando dunque una crescita pari al 50 per cento in tre anni [\(27\)](#).

Se tale è il quadro dei costi della materia prima, occorre peraltro rilevare come sia nel settore elettrico sia in quello del gas, il riordino del sistema tariffario e

l'attività regolatoria conseguenti ai processi di liberalizzazione abbiano recato indubbi vantaggi ad utenti e consumatori.

In entrambi i casi, infatti, a fronte di un aumento dei costi degli idrocarburi, si è registrata una costante riduzione della componenti tariffarie regolate dall'Autorità connesse, rispettivamente, ai costi di trasmissione, distribuzione e misura per il settore elettrico, e ai costi fissi nel settore del gas.

In entrambi i settori, inoltre, l'andamento della tariffa media risulta migliore e più stabile rispetto a quello dei prezzi dei prodotti petroliferi.

Ciò è imputabile, per il mercato elettrico, da un lato, al ruolo delle importazioni dell'Acquirente unico, la cui strategia di copertura ha inoltre contenuto la volatilità del prezzo all'ingrosso impedendo un immediato ed integrale riversamento del costo del combustibile sul prezzo; dall'altro, alla minor dipendenza dal petrolio e ai sopra richiamati recuperi di efficienza connessi con il processo di rinnovamento tecnologico del parco termoelettrico.

Anche nel settore del gas, nonostante il permanere di rigidità connesse essenzialmente alle carenze infrastrutturali e al forte potere di mercato dell'operatore dominante, in particolare nella fase degli approvvigionamenti, l'andamento dei prezzi dimostra una dipendenza meno accentuata rispetto all'andamento dei prezzi del petrolio ed anche in tal caso negli ultimi tempi, come nel settore elettrico, si sono manifestate convenienze di prezzo che hanno reso addirittura profittevole reindirizzare verso l'estero flussi di gas destinati originariamente all'importazione in Italia.

Un intervento regolatore apprezzabile volto al disaccoppiamento delle dinamiche del prezzo del gas da quelle del petrolio è inoltre costituito, come accennato, dall'introduzione nel sistema di aggiornamento trimestrale della componente materia prima di un «paniere» di combustibili di riferimento recante una clausola di salvaguardia che in caso di rialzo del petrolio oltre i 35 dollari al barile attenua i riflessi di quest'ultimo sui valori del gas.

Nel complesso, nonostante gli incrementi del costo degli idrocarburi, l'attività di regolazione si è mostrata, per le famiglie e i piccoli consumatori, capace di assolvere una importante funzione stabilizzatrice sia della spesa per l'energia elettrica sia di quella per il gas [\(28\)](#).

Ai fini di una sensibile ridimensionamento del livello dei prezzi permangono tuttavia elementi di criticità, non ascrivibili soltanto ad un ancora incompiuto processo liberalizzazione ed apertura dei mercati di riferimento.

Ciò è particolarmente evidente nel settore elettrico, nel quale una percentuale pari a circa il 20 per cento dei costi dell'intera bolletta elettrica del Paese (pari a circa 7,5 miliardi di euro annui) deriva da extra oneri, che prescindono dai costi industriali, destinati in gran parte a sussidiare specifiche categorie, quali i produttori da fonti rinnovabili o «assimilate», che possono cedere la propria energia a prezzi agevolati. Occorre inoltre tener presente come in ragione della

struttura tariffaria le piccole e medie imprese e le famiglie con alti consumi paghino oggi prezzi nettamente superiori alla media europea, andando a sussidiare, tra gli altri, i circa 18 milioni di clienti a bassa potenza impegnata (che rappresentano circa la metà dei consumi domestici), che beneficiano invece di prezzi particolarmente bassi (e di gran lunga inferiori alla media europea) in quanto rientranti nella c.d. tariffa sociale.

Appare dunque necessario in primo luogo rimodulare, con adeguati interventi normativi e regolatori ispirati ad un criterio di costi/benefici, la molteplicità degli extra oneri che gravano in misura crescente sulle bollette dei consumatori e degli utenti.

Va altresì rimarcato come il nuovo Piano nazionale di allocazione delle quote di emissioni climalteranti possa determinare ulteriori criticità per il settore elettrico, oltre che sul piano dei costi generali, in relazione alle difficoltà che potrebbero crearsi per gli operatori nuovi entranti o che intendano ampliare l'attività di generazione elettrica.

In tale ambito, nel corso delle audizioni è stata sottolineata l'esigenza, che la Commissione fa propria, di prevedere, nel prossimo Piano di allocazione delle quote relativo al secondo periodo del Protocollo di Kyoto, una equilibrata ripartizione degli oneri che, in omaggio al criterio del «chi inquina paga», tenga correttamente conto dell'effettivo fattore emissivo delle diverse tipologie di centrali termoelettriche - che influenza in modo determinate il differenziale di costo di produzione tra impianti alimentati a carbone e a gas - lasciando nel contempo a disposizione dei nuovi entranti una adeguata quota di riserva. Va peraltro considerato che l'attuale portata del protocollo di Kyoto purtroppo non comprende l'impatto dei Paesi «non Kyoto».

Ciò premesso, al fine di consentire il pieno dispiegarsi delle potenzialità del mercato, conseguendo nel contempo un maggiore allineamento alla media europea dei prezzi dell'energia elettrica, la Commissione ritiene auspicabile l'adozione di interventi normativi e regolatori volti a:

favorire un vero gioco competitivo nell'ambito della borsa elettrica, mediante il superamento dei citati problemi strutturali connessi ai limiti della rete di trasmissione nazionale e delle interconnessioni con l'estero, nonché alle barriere di tipo amministrativo/burocratico per l'insediamento di nuovi poli di produzione nelle zone di mercato che risultano ad oggi deficitarie rispetto alla domanda, onde riequilibrare l'asimmetrica posizione degli operatori per tipologia di impianti e localizzazione tra zone geografiche; in tale ambito la Commissione condivide peraltro gli sforzi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas volti ad evitare che un operatore sia in grado di influenzare l'andamento del prezzo di borsa in zone deficitarie di offerta di energia elettrica;

sciogliere il nodo dell'intreccio azionario, in capo a Cassa Depositi e Prestiti, tra il gestore della rete e l'operatore dominante Enel;

razionalizzare il sistema tariffario con l'introduzione, come in parte disposto dalla legge finanziaria per il 2006, di una nuova tariffa sociale agevolata a favore dei clienti domestici del mercato dell'energia elettrica che si trovano in condizioni di reale e provato disagio economico - da determinarsi mediante l'utilizzo dell'indicatore della situazione economica equivalente (Isee) - modulandola, attraverso delibere dell'Autorità garante dell'energia elettrica e il gas, sulla base di criteri che oltre all'esigenza di indurre i consumatori finali ad un uso efficiente dell'energia elettrica, tengano conto anche della situazione reddituale e patrimoniale e del numero dei componenti del nucleo familiare;

prevedere che i proventi delle sanzioni amministrative irrogate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas siano specificamente destinati anche alla riduzione delle tariffe per l'utenza, e non esclusivamente invece, come attualmente disposto dall'articolo 11-*bis* del decreto-legge n. 35/05, al finanziamento di iniziative a vantaggio dei consumatori di tipo reintegratorio o di risarcimento forfetario dei danni subiti;

rimodulare l'Iva sulle componenti fiscali e parafiscali delle tariffe, posto che attualmente essa grava su tutte le componenti tariffarie dell'elettricità (e del gas), ivi comprese quelle fiscali (accise) e quelle parafiscali afferenti gli oneri di sistema, aumentando pertanto il costo finale dell'energia per i consumatori. In tale ambito, si segnala altresì l'esigenza, particolarmente avvertita dalle imprese in funzione di un rilancio della competitività, di stabilizzare il quadro impositivo, rendendo in particolare permanente la riduzione dell'aliquota di accisa sul gas metano per le utenze industriali.

Oltre a tali interventi - nonché, naturalmente, a quelli sopra prospettati per garantire sicurezza, efficienza ed economicità del mercato del gas - va sottolineata, da ultimo, l'esigenza di pervenire rapidamente a un quadro operativo stabile, anche a livello internazionale, per l'utilizzo e la valorizzazione dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto per la realizzazione di iniziative congiunte con gli altri Paesi industrializzati (*Joint Implementation*) e con quelli in via di sviluppo (*Clean Development Mechanism*).

I principali obiettivi di politica energetica nazionale, come il riallineamento del costo dell'energia elettrica alla media dell'Unione europea, possono e devono infatti essere armonizzati con gli impegni assunti dall'Italia nelle azioni di contrasto ai cambiamenti climatici.

Dinanzi alla moltiplicazione esponenziale dei disastri ambientali non è possibile trovare scorciatoie o vie di fuga: è invece necessario adottare subito iniziative concrete per onorare in modo economicamente efficiente gli impegni internazionali di riduzione delle emissioni, invertendo al contempo quella correlazione negativa tra crescita economica e tutela ambientale che rischia di compromettere il potenziale di crescita a lungo termine.

4.7. Obiettivi per una politica energetica nazionale.

I rialzi del prezzo del petrolio degli ultimi anni hanno avuto un impatto limitato sui prezzi dell'elettricità e del gas naturale distribuiti in Italia. Hanno contribuito a questo risultato la progressiva riduzione di altre componenti tariffarie a copertura dei costi fissi del sistema, governate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, le importazioni di elettricità a prezzo più conveniente, le strategie di acquisto di elettricità dell'Acquirente Unico, le indicizzazioni dei meccanismi di aggiornamento che attutiscono le punte di prezzo.

Nondimeno i prezzi pagati dai consumatori italiani si confermano mediamente maggiori nel confronto europeo, con significative diversità a seconda delle fasce di consumo. Nei tempi più recenti il differenziale si va riducendo, mentre i prezzi europei, espressi dalle borse elettriche, tendono ad avvicinarsi a quelli italiani. I rialzi del petrolio e il costo delle quote di emissione sembrano avere in centro Europa un impatto maggiore rispetto all'Italia.

Questa tendenza ha determinato dall'inizio dell'inverno un flusso di elettricità in esportazione, mentre anche quantitativi di gas naturale originariamente destinati all'Italia sarebbero stati venduti nei Paesi di transito.

Il fenomeno delle esportazioni elettriche del nostro Paese, storicamente importatore netto per il 16 per cento del proprio fabbisogno, richiede ulteriori approfondimenti per poter essere correttamente valutato nella sua portata strutturale.

Va peraltro sottolineata la profonda trasformazione in atto del sistema produttivo elettrico nazionale, con l'entrata in funzione, prevalentemente a ridosso delle Alpi, di un significativo numero di centrali alimentate a gas naturale in cicli combinati che sono oggi tra le più efficienti al mondo. Queste centrali, grazie alla loro flessibilità e se funzionanti per un numero adeguato di ore annue, sono in grado di offrire la propria produzione a prezzi competitivi anche nelle ore di maggior domanda e di picco, quando si formano il valori di riferimento del mercato.

I paesi centro-europei, favoriti dall'utilizzo dell'energia nucleare e del carbone nella produzione di base, hanno meno flessibilità al salire della domanda e dispongono di impianti meno efficienti per la copertura delle punte di domanda. Peraltro anche in tali paesi sono in fase di progettazione e realizzazione impianti a ciclo combinato, che entreranno in produzione nei prossimi anni. La disponibilità di abbondanti forniture di gas a buon prezzo nel nostro paese diventa quindi condizione essenziale per confermare e consolidare questa nuova opportunità competitiva.

A condizione che sia sempre garantita la copertura della domanda interna, come sta avvenendo in queste settimane, l'esportazione di elettricità va valutata con favore perché contribuisce allo sviluppo di un mercato europeo

concorrenziale, offre nuovi stimoli all'efficienza produttiva e a nuovi investimenti, aumenta la sicurezza del sistema e riduce i costi dei transiti, fino ad ora a carico dei consumatori italiani. L'Italia importatrice di elettricità ha dovuto negli ultimi 20 anni sopportare il costo di un sovradimensionamento del parco centrali per poter fronteggiare il rischio di una eventuale interruzione delle importazioni.

L'onere di tale sovradimensionamento, in prospettiva necessario non più per motivi di sicurezza ma per motivi concorrenziali, dovrà trovare copertura nel più ampio mercato europeo, riducendo il costo a carico dei consumatori italiani.

Le minori importazioni elettriche e il fenomeno delle esportazioni non hanno determinato alcun problema alla copertura della domanda elettrica interna né particolari tensioni sui prezzi. Appare anche ridotto il loro contributo a determinare la grave crisi di approvvigionamento del gas naturale che il Paese sta vivendo in queste settimane.

La sicurezza energetica nazionale e le esigenze di sviluppo di un vero mercato concorrenziale rendono necessario ridefinire la missione di società di servizi quali Snam Rete Gas e Stogit attraverso la separazione dagli interessi commerciali del gruppo di controllo, che ha convenienza alla coincidenza tra domanda e offerta a sostegno dei prezzi e del controllo delle quote di mercato.

Come l'avvio del rinnovo del parco elettrico nazionale è stato permesso e favorito, oltre che dalle innovazioni legislative miranti a semplificare gli *iter* autorizzativi, dall'avvento della borsa elettrica, un analogo impulso allo sviluppo del mercato nazionale ed europeo del gas naturale potrà derivare dalla realizzazione della borsa italiana del gas.

Le risorse finanziarie necessarie alla stipula dei contratti di importazione si rendono infatti disponibili solo quando i soggetti finanziatori hanno certezza che la materia prima troverà un luogo trasparente di contrattazione senza dover entrare direttamente in competizione per le quote di mercato del soggetto dominante. La liquidità della borsa dovrà essere garantita con la messa all'asta di parte dei contratti pluriennali nella disponibilità dell'Eni, risolvendo così permanentemente il rischio della riappropriazione diretta da parte dell'Eni, nel 2010, delle quote di mercato interno solo provvisoriamente cedute ad altri operatori.

La possibilità che l'Eni allo scadere dei tetti alle immissioni dirette di gas sul mercato nazionale previsti dalla legge 164/01 aumenti il proprio potere di mercato costituisce un freno all'ingresso e agli investimenti di altri operatori. L'Italia ha al contrario bisogno che vengano realizzati tutti gli investimenti previsti, in gasdotti e rigassificatori, per cogliere l'opportunità di divenire centro di scambio e riesportazione del gas verso l'Europa.

Nell'elettricità il potere di mercato dell'Enel potrà trovare adeguata soluzione nel breve-medio termine con l'espansione della domanda, cui potranno aggiungersi le opportunità rappresentate dalle esportazioni, con la rapida

soluzione delle congestioni della rete e con la riconferma della piena potestà giuridica dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ad imporre cessioni temporanee di capacità produttiva.

Gravano sulla tariffa elettrica una pluralità di oneri parafiscali di varia natura. Appare necessario provvedere, in collaborazione con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ad un analitico riesame di tutte le componenti tariffarie per valutare il loro eventuale trasferimento sulla fiscalità generale, riduzione o eliminazione.

Accanto alle politiche volte al risparmio energetico, occorre favorire una forte ed efficiente espansione delle fonti rinnovabili e garantire che l'attuale incentivazione delle fonti assimilate (ex CIP6/92) sia sostituita da un conseguente analogo sforzo a sostegno della ricerca e dello sviluppo delle medesime fonti rinnovabili (trattasi di risorse ingenti a regime, pari a circa due miliardi di euro annui). Appare necessario riconsiderare l'entità degli incentivi destinati alle singole fonti, anche rivedendo le modalità di erogazione e sottoponendo a verifica il funzionamento del meccanismo dei certificati verdi e della sua applicazione alla cogenerazione, al teleriscaldamento e ad altre tecnologie energetiche non propriamente rinnovabili ma comunque meritevoli di incentivazione.

Alla luce delle nuove diverse convenienze determinate dall'andamento dei prezzi della produzione elettrica convenzionale è necessario evitare che si determinino fenomeni di sovraremunerazione che distorcono il mercato e creano inefficienze a svantaggio degli investimenti in nuove iniziative, o continuare a incentivare tecnologie che avessero già raggiunto la sostenibilità economica.

Al termine di questa azione di riesame dovranno essere definiti, con la massima trasparenza e il coinvolgimento dell'opinione pubblica, gli importi finanziari da porre a carico dei consumatori per l'incentivazione delle fonti rinnovabili e delle altre tecnologie rispettose dell'ambiente.

Devono inoltre essere ridefinite le linee strategiche della ricerca energetica e di sistema, ancora influenzate dal passaggio dal contesto monopolistico pubblico ad attività che restano di interesse collettivo svolte da più soggetti. Vanno valorizzate le competenze esistenti anche garantendo certezze di finanziamento. In tal senso va vista con favore l'opera di razionalizzazione e divisione dei compiti in atto tra Cesi, Enea e Cnr. Sulle tematiche della ricerca per reattori nucleari di nuova generazione, per la sicurezza impiantistica e ulteriori più avanzate soluzioni per lo smaltimento dei rifiuti radioattivi, l'Italia deve rilanciare il proprio impegno potenziando le strutture già esistenti, in primo luogo l'Enea, a garanzia del mantenimento di un presidio di eccellenza internazionale.

Conclusivamente, la Commissione rileva come nell'attuale contesto energetico mondiale l'Italia appaia tra i Paesi relativamente più esposti a causa della sua storica maggior dipendenza dal petrolio, che peraltro si va rapidamente

annullando per l'espansione del gas naturale negli usi industriali, termoelettrici e di riscaldamento.

Nondimeno l'Italia, anche nel confronto europeo, nel settore del gas già dispone di alcune infrastrutture di base la cui implementazione e razionalizzazione potrebbe in tempi molto rapidi trasformare l'attuale situazione di crisi in una eccezionale opportunità di sviluppo del Paese e aumento della sicurezza energetica europea.

Nei prossimi anni si consumerà per l'Italia l'opportunità di giocare un ruolo da protagonista per lo sviluppo di mercati energetici concorrenziali tali da favorire la discesa dei prezzi del gas naturale, dell'elettricità e contenere quelli del petrolio.

In Italia la produzione elettrica è attività libera. L'utilizzo delle tecnologie e dei combustibili è nella responsabilità delle imprese che devono ottenere le relative autorizzazioni amministrative ed ambientali. Ciò fa ritenere che la prevalente scelta per impianti a ciclo combinato alimentati a gas naturale, nel contesto socio-economico nazionale, sia la soluzione ritenuta più efficiente dagli investitori privati.

Per mantenere la stessa propensione agli investimenti manifestatasi negli ultimi anni e favorire la loro prosecuzione è necessario garantire che non saranno introdotti sussidi o altre forme di vantaggio a favore di singoli produttori o tecnologie produttive, tali da spiazzare gli investimenti già effettuati.

A carico delle imprese è anche l'azione trasparente di convincimento delle popolazioni e delle autorità politiche locali della bontà degli investimenti e dei vantaggi che ne possono derivare a livello locale e nazionale. A compensazione degli impatti degli impianti, nell'attuale contesto di prezzi liberi e nell'ambito dei già previsti «patti territoriali», devono prevedersi riduzioni di prezzo per i consumatori civili e industriali delle aree interessate. Ulteriori compensazioni amministrative, che vanno ad aumentare il costo complessivo per i consumatori, devono considerarsi in via del tutto residuale.

Compito della politica energetica è accompagnare i naturali sviluppi del mercato costantemente valutando che questi non entrino in contrasto con gli interessi nazionali di sicurezza delle forniture ed economicità dei servizi. Interventi correttivi possono essere attuati utilizzando la leva fiscale che non deve però contrastare con i principi del libero mercato.

È diffuso il timore che l'Italia si stia avviando verso una eccessiva, e perciò pericolosa, dipendenza dal gas naturale per l'alimentazione del proprio sistema energetico. È opinione della Commissione che il rischio possa più facilmente e stabilmente essere neutralizzato nell'ambito di un processo di liberalizzazione indirizzato a favorire: l'aumento della capacità di importazione che deve risultare stabilmente del 20 per cento superiore alla domanda nazionale entro 5 anni; la realizzazione di rigassificatori con la partecipazione per quote di capacità rilevanti di Snam Rete Gas; la diversificazione degli approvvigionamenti anche

imponendo un tetto progressivo alle provenienze da singolo fornitore. Più i mercati sono ampi e numerosi gli operatori e più i rischi risultano ridotti.

Obiettivo principale della politica energetica nazionale, da realizzarsi nei prossimi anni, ed al quale dovranno concorrere tutti i soggetti istituzionali, è mettere in atto tutte le azioni necessarie perché l'Italia divenga esportatore stabile di gas naturale e di elettricità verso i Paesi centro-europei, realizzando sul proprio territorio un centro di scambi basato su di una trasparente ed efficiente borsa del gas naturale e proseguendo nella realizzazione di impianti di produzione e di trasporto di elettricità efficienti ed economici.

Note.

- (1) *Situazione e prospettive del settore dell'energia*, Atti parlamentari, XIV legislatura, Indagini conoscitive n. 2.
- (2) Di conversione del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, recante «Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica».
- (3) Adottato ai sensi dell'articolo 1 ter, comma 1, del citato decreto legge n. 239, e recante «Criteri, modalità e condizioni per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete elettrica nazionale di trasmissione».
- (4) Si tratta del decreto-legge n. 35/2005, recante «Disposizioni urgenti nell'ambito del Piano di azione per lo sviluppo economico, sociale e territoriale», convertito in legge 14 maggio 2005, n. 80.
- (5) Recante «Disposizioni urgenti in materia di partecipazioni a società operanti nel mercato dell'energia elettrica e del gas», convertito in legge n. 131 del 13 luglio 2005.
- (6) Decreto-legge 25 maggio 2001, n.192, convertito dalla legge 20 luglio 2001, n. 301.
- (7) A seguito della modifica del quadro normativo operata dal citato decreto-legge, in data 31 maggio 2005 è stato siglato un accordo di collaborazione energetica tra Enel ed Electricité de France (Edf), il quale ha anticipato il Protocollo d'Accordo sulla cooperazione nel settore dell'energia tra il Governo italiano e francese firmato a Genova l'11 giugno 2005. Sotto il profilo sostanziale, il provvedimento ha dunque favorito l'avvio di collaborazioni industriali fondate sul principio della reciprocità, in base alle quali è stato promosso sia l'ingresso nel mercato della produzione energetica francese di un soggetto industriale italiano (l'Enel), sia, viceversa, un potenziamento della presenza degli operatori francesi nel mercato energetico nazionale (tramite l'Opa di Edf e AEM, mediante Transalpina energia, su Edison). Per quanto attiene in particolare all'accordo tra Enel ed Edf, si ricorda, brevemente, che esso prevede la partecipazione italiana al programma nucleare EPR (European Pressurized Reactor), con una quota iniziale del 12,5 per cento nella centrale pilota da 1600 megawatt di Flamanville (Normandia); la possibilità di realizzare in Francia due centrali a turbogas da 400 megawatt, ognuna sui siti della Edf; un'opzione di acquisto del 35 per cento del secondo operatore elettrico Snet (2600 megawatt), rilevando le quote di Edf e Charbonage de France. In attesa della piena operatività dei nuovi impianti EPR, Enel potrà inoltre acquistare da Edf energia con le stesse caratteristiche.
- (8) Comma 373 della legge 23 dicembre 2005, n. 266, recante «Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato».
- (9) Il comma 4 dell'articolo 1-ter del decreto-legge 29 agosto 2003, n. 239, convertito, con modificazioni, dalla legge 27 ottobre 2003, n. 290, e recante «Disposizioni urgenti per la sicurezza e lo sviluppo del sistema elettrico nazionale e per il recupero di potenza di energia elettrica» fissava tale scadenza al 1° luglio 2007.
- (10) Decreto-legge n. 273 del 30 dicembre 2005, recante «Definizione e proroga di termini, nonché conseguenti disposizioni urgenti». All'articolo 23, comma 4, tale decreto dispone la proroga dei termini di durata delle concessioni e degli affidamenti per la realizzazione delle reti e la gestione della distribuzione di gas naturale ai sensi dell'articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e dell'articolo 9 della legge 7 agosto 1997, n. 266, fino al dodicesimo anno decorrente dalla data

di entrata in vigore del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, oppure, se successiva, dalla data di entrata in vigore del decreto del Ministero dell'economia e delle finanze di approvazione delle risultanze finali dell'intervento.

- (11) Pubblicato sulla *Gazzetta Ufficiale* n. 21 del 26 gennaio 2006.
- (12) Legge 8 aprile 2005, n. 62, recante «Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alle Comunità europee. Legge comunitaria 2004», articoli 15, 16, 17 e 21.
- (13) Si ricorda peraltro che l'attuazione di tale direttiva è avvenuta anche con la legge n. 239/04 recante «Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia». In tale legge sono infatti contenute disposizioni di attuazione della direttiva ed all'articolo 1, comma 121 è conferita al Governo una delega per il riassetto delle disposizioni in materia di energia, con l'indicazione, tra i principi direttivi, dell'adeguamento della normativa alle disposizioni comunitarie.
- (14) Anche in tal caso si ricorda che l'attuazione di tale direttiva è in gran parte avvenuta con la citata legge n. 239/04 di Riordino del settore energetico.
- (15) Si rammenta che la direttiva stabilisce misure per garantire un adeguato livello di sicurezza dell'approvvigionamento di gas e che contribuiscono inoltre al corretto funzionamento del mercato interno del gas. Essa stabilisce un quadro comune entro il quale gli Stati membri definiscono politiche di sicurezza dell'approvvigionamento generali, trasparenti e non discriminatorie, compatibili con le esigenze di un mercato interno concorrenziale del gas, precisano i ruoli generali e le responsabilità dei diversi soggetti di mercato e attuano procedure specifiche non discriminatorie per tutelare la sicurezza dell'approvvigionamento di gas.
- (16) Tale direttiva attua un quadro di promozione e di sviluppo della cogenerazione di calore proveniente dall'energia elettrica e/o meccanica e prevede il rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti energetici.
- (17) Fonte: Autorità garante della concorrenza e del mercato.
- (18) Ci si riferisce, in particolare, all'introduzione, nel sistema di aggiornamento trimestrale della componente materia prima, di un «paniere» di combustibili di riferimento recante una clausola di salvaguardia che in caso di rialzo del prezzo del petrolio oltre i 35 dollari al barile attenua i riflessi di quest'ultimo sui valori del gas, nonché agli incentivi per gli operatori per lo sviluppo delle infrastrutture.
- (19) Si ricorda che nel mese di dicembre l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha deliberato un provvedimento tariffario destinato a raccogliere le risorse necessarie ad incrementare l'adesione all'«interrompibilità» dei consumi di utilizzatori a ciò disponibili.
- (20) Si ricorda che il 27 gennaio scorso il Ministero per le attività produttive ha approvato i primi dieci decreti interministeriali per le deroghe ambientali ad altrettanti centrali termoelettriche, che potranno utilizzare olio combustibile per fare fronte all'emergenza gas. Si tratta, segnatamente, degli impianti di Piombino, Livorno, Montalto di Castro, Rossano Calabro, Caviglia e Termini Imerese (Enel Produzione), Torrevaldaliga Sud (Tirreno Power), Ostiglia, Monfalcone e Tavazzano (Endesa Italia). In tutto 3.000 MW circa, individuati nel corso di incontri tra Terna ed i produttori, cui si dovrebbero aggiungere gli impianti di Edipower. I decreti, adottati di concerto con il Ministero dell'ambiente e quello della salute prevedono valori limite di emissione per ossidi di zolfo, NOx, monossido di carbonio e polveri. I produttori devono comunicare le quantità di olio combustibile approvvigionato assieme alle modalità di esercizio. Sempre in base al citato decreto legge, il Ministero per le attività produttive ha approvato un decreto per la riduzione temporanea dell'ammontare delle scorte obbligatorie di olio combustibile, le quali sono state ridotte del 60 per cento a decorrere dalle ore 0.00 del giorno successivo alla data del decreto (anch'esso 27 gennaio) e la ricostituzione dovrà avvenire entro le ore 24.00 del 30 giugno 2006.
- (21) Le ampie analisi condotte dall'Antitrust e dall'Autorità dell'energia elettrica e del gas hanno evidenziato, a partire già dal 2004, come in uno scenario previsivo di domanda pari a 92 miliardi di metri cubi al 2010, in assenza dei suddetti potenziamenti infrastrutturali, gli anni 2006 e 2007 avrebbero registrato un gap di offerta tale da mettere in crisi la sicurezza del sistema degli approvvigionamenti.
- (22) Negli anni 2002 e 2003 il margine di riserva si attestava attorno al 45 per cento, che rappresenta un fattore di rischio. Già nel 2004 ci si era portati al 15 per cento, che è il livello «ottimale» secondo il GRTN.
- (23) Si ricorda in proposito che è in corso un provvedimento di avvio di istruttoria da parte dell'Autorità Antitrust, per presunte condotte abusive di ENEL nel fissare i prezzi in borsa. Segnatamente, nel documento depositato in Commissione dall'Autorità Antitrust, si evidenzia come il parco di generazione italiano sia ancora fortemente squilibrato, oltre che per tipologia di

fonte: per allocazione di zone, sbilanciato al nord; per tipologia, carente (9 per cento) di impianti di punta; per operatori, con circa i quattro quinti della produzione nazionale di energia elettrica in capo a 6 gruppi industriali, con Enel al 49 per cento circa della produzione nazionale netta; Edison che produce poco più del 12 per cento; Edipower, 7,6 per cento, Endesa Italia, 6,4 per cento, Tirreno Power, 2,3 per cento ed EniPower 2 per cento.

In questo quadro, il gruppo Enel detiene una quota di mercato, per singola zona, che va dal minimo corrispondente alla zona Sardegna (39 per cento) al massimo della zona Macro Sud (72 per cento). Tutti gli altri produttori sono prevalentemente se non esclusivamente presenti al Nord.

Nella ripartizione del parco tra operatori per tipologia di impianti, il gruppo Enel detiene poco meno della metà di tutti gli impianti di base, circa due terzi degli impianti di mid-merit e quasi tutti gli impianti di punta (determinanti ai fini della formazione del «prezzo» di borsa).

L'oggetto della suddetta istruttoria dell'Autorità è proprio se tale assetto squilibrato del settore abbia agevolato l'operatore incumbente nel dettare le strategie di prezzo agendo sui prezzi nella zona Sud (dove scarsa è la concorrenza) per poter contenere il rischio competitivo al Nord.

In particolare, all'Antitrust spetta verificare se ENEL non abbia utilizzato i prezzi di borsa nel giugno 2004 per elevare il differenziale tra zone, facendo quindi aumentare il costo dei concorrenti (per effetto degli oneri di trasporto - CCT - tra Nord e Sud sui contratti bilaterali), segnalando così al mercato di evitare condotte aggressive e tenere prezzi di borsa più elevati rispetto a quelli possibili in presenza di un maggior confronto competitivo.

- (24) Com'è noto, la decisione di realizzare i potenziamenti delle infrastrutture d'importazione dipende dai soggetti che detengono i diritti d'uso e dunque in ultima istanza da Eni. Analoghe considerazioni valgono per la rete di trasporto nazionale e per il sistema degli stoccaggi. Nelle more della creazione in tali ultimi ambiti di un operatore di sistema indipendente e neutrale, si tratta di porre in essere un'azione di indirizzo, da parte del Ministero dell'economia in qualità di azionista, affinché l'operatore dominante attui un adeguato piano di investimenti sui gasdotti d'importazione, la rete di trasporto e le capacità di stoccaggio, che potrebbe peraltro trovare una corrispondenza degli esiti dell'istruttoria avviata dall'Autorità Antitrust proprio in relazione al supposto rinvio strumentale rispetto al 2007 nella realizzazione dei potenziamenti sul gasdotto con l'Algeria (TTPC). In proposito, si ricorda peraltro che il nuovo piano di investimenti sottoposto dall'Eni all'Autorità quale misura per rimuovere la condotta abusiva ipotizzata, prevede un significativo potenziamento del TTPC e del TAG, per una capacità di circa 6,5 miliardi di mc/anno per gasdotto, pari a circa il 15 per cento di incremento della capacità di importazione, ossia quasi 90 miliardi di mc di quantità complessiva di nuovo gas naturale in importazione per operatori terzi indipendenti.
- (25) Si ricorda che circa quattro quinti della produzione nazionale di energia elettrica provengono da impianti che fanno capo a 6 gruppi industriali. In particolare, Enel ha circa il 49 per cento circa della produzione nazionale netta; il secondo produttore è Edison che produce poco più del 12 per cento dell'energia netta; seguono Edipower, 7,6 per cento, Endesa Italia, 6,4 per cento, Tirreno Power, 2,3 per cento ed EniPower, 2 per cento. Quanto alla ripartizione degli impianti, il gruppo Enel detiene una quota di mercato, per singola zona, che va dal minimo corrispondente alla zona Sardegna (39 per cento) al massimo della zona Macro Sud (72 per cento); tutti gli altri produttori sono invece prevalentemente se non esclusivamente presenti al Nord. Fonte: Autorità garante della concorrenza e del mercato.
- (26) Fonte: audizione Autorità Antitrust. Per quanto riguarda i prezzi ai consumatori finali, si ricorda, più nel dettaglio, che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nel documentato presentato nel corso dell'indagine, ha evidenziato come, sulla base di dati Eurostat riferiti al 2004, i prezzi per le utenze industriali con consumi pari a 24 GWh (Ig) e 70 GWh (Ii), al netto delle imposte, siano risultati superiori rispettivamente del 36,6 per cento e del 30,8 per cento rispetto alla media europea. Entrambi i prezzi sono tuttavia in diminuzione con riferimento al 2003, rispettivamente del 6,0 per cento e del 2,6 per cento. Le utenze elettriche domestiche italiane (Da) con consumo annuale pari a 600 kWh hanno invece pagato nel 2004 circa il 54 per cento in meno (al netto delle imposte) rispetto alla media dei paesi europei, con una diminuzione della tariffa rispetto al 2003 del 2,0 per cento. Le utenze con consumo pari a 3.500 kWh (Dc), al contrario, hanno pagato nel 2004 il 36,9 per cento in più rispetto alla media europea, pur essendo la relativa tariffa in diminuzione del 2,6 per cento rispetto all'anno precedente.
- (27) Per quanto riguarda i prezzi del gas, si ricorda, più nel dettaglio, che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, nel documentato presentato nel corso dell'indagine, ha evidenziato come i prezzi italiani al netto delle imposte per gli utenti industriali con consumi annuali di gas naturale intorno ai 110.000 mc, come risultanti dalle informazioni inviate all'Autorità dagli operatori secondo quanto disposto dalla delibera 138/03, siano stati nel 2004 maggiori del 27 per cento circa rispetto alla media europea, calcolata come media dei prezzi pubblicati da Eurostat nel

gennaio e nel luglio del 2004. I prezzi per gli utenti industriali con consumi annuali intorno agli 11 milioni di mc sono invece risultati superiori rispetto alla media europea del 15,5 per cento. I piccoli consumatori domestici di gas naturale, con consumo annuale di 220 mc, sulla base delle rilevazioni dei prezzi Eurostat, hanno pagato nel 2004 il 18,5 per cento in meno rispetto alla media europea. Al contrario, gli utenti domestici con consumi di 2200 mc su base annuale hanno pagato per il gas naturale nel 2004 il 14,6 per cento in più rispetto alla media dei paesi europei.

- (28) Nel documento presentato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nel corso dell'indagine viene fornita una rappresentazione circa l'andamento tariffario, e la «spesa», per l'elettricità e gas, di una famiglia tipo (con consumi pari 225 kWh al mese di energia elettrica e 1400 mc all'anno di gas), dalla quale si evince che negli ultimi anni la spesa per l'energia elettrica si è mantenuta in linea con l'inflazione, mentre quella del gas è rimasta al di sotto dell'inflazione stessa, nonostante i dati del 2005 abbiano fatto registrare comunque incrementi legati al costo del petrolio. Si noti che i dati di spesa presentati, per una famiglia tipo, incorporano l'incidenza della componente fiscale che pesa per il 10 per cento sull'elettricità e il 43 per cento sul gas.