

Signor Presidente, Onorevoli Deputati,

anzitutto ringrazio la Commissione per l'opportunità data all'Autorità che presiedo di fornire il proprio contributo a questa iniziativa, che consente di effettuare un primo bilancio sui risultati conseguiti dal processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano; e ciò a cinque anni dall'adozione della direttiva comunitaria in materia (96/92/CE) e a due anni e mezzo dal suo recepimento nell'ordinamento nazionale (D. Lgs. n. 79/99).

Nell'esposizione che segue, dopo una breve illustrazione dei principali profili connessi alla generazione e all'offerta di elettricità, mi soffermerò, in particolare, sul grado di apertura alla concorrenza del mercato elettrico, sulla separazione tra proprietà e gestione della rete, sul funzionamento della Borsa elettrica e sull'esercizio del potere di mercato nel mercato elettrico, nonché sulle prospettive del mercato del gas naturale (direttiva 98/30/CE e D. Lgs. n. 164/2000).

1. I principali profili connessi alla generazione e all'offerta di elettricità

L'analisi del mercato della generazione deve essere condotta osservando che anche dopo la cessione delle tre GENCO, prevista dall'articolo 8, comma 1, del D. Lgs. n. 79/99, più del 50% della potenza installata netta esistente in Italia sarà ancora controllata da ENEL. La prima impresa elettrica privata, ITALENERGIA S.p.a., in seguito all'acquisizione del controllo di MONTEDISON S.p.a., dispone oggi di poco meno del 10% della potenza installata netta *[Sono considerati gli impianti di EDISON, SONDEL, FIAT, ISE. Cfr. la Nota per la Commissione Europea, allegata al provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato n. 9827, 1 agosto 2001, caso C4710, Italenergia/Montedison.]*. Anche nell'ipotesi che quest'ultima società si aggiudichi la gara in corso per la cessione della seconda GENCO di ENEL (EUROGEN S.p.a.), la capacità di generazione di ITALENERGIA S.p.a. sarebbe di circa tre volte inferiore alla capacità di generazione controllata da ENEL.

La posizione di ENEL risulta di gran lunga superiore a quella di qualunque altro concorrente anche sul piano della produzione netta: nel 2000 ENEL ha prodotto infatti il 69,5% del totale *[Cfr. Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, Dati statistici sull'energia elettrica in Italia. Consuntivi provvisori 2000, cit., e ENEL, Annual Report Pursuant to Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934, Securities and Exchange Commission, Form 20-F, July 2, 2001, p. 20 (www.enel.it/it/enel/gruppoEnel/html/welcome3.html).]*

Questo quadro trova conferma dal lato della domanda. Nel 2000, i consumi interni di energia sono stati serviti per il 94% dalla produzione nazionale netta e per il 16% dalle importazioni. Nello stesso anno, ENEL ha servito, sul mercato vincolato, la quasi totalità delle famiglie italiane e delle imprese municipalizzate attive nella distribuzione locale *[Cfr. ENEL, Annual Report Pursuant to Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934, cit., p. 46-47.]*.

In conclusione, il mercato italiano della produzione elettrica presenta un profilo particolarmente concentrato, con una evidente asimmetria dimensionale a favore di ENEL. Nel 2000, l'indice di concentrazione delle prime quattro imprese sia nella capacità di generazione che nella produzione netta di energia elettrica è stato superiore all'80%.

Nel breve-medio periodo, *coeteris paribus*, ENEL manterrà una posizione dominante nella fase della capacità di generazione e produzione netta, nonché nell'utilizzo della capacità di trasmissione dall'estero, che assicura le importazioni di energia elettrica.

2. Il grado di apertura alla concorrenza del mercato elettrico

Nel 2000 il grado di apertura effettiva del mercato elettrico italiano è risultato molto inferiore alle aspettative *[Si è infatti situato fra il 16% e il 18% dei consumi elettrici nazionali totali, contro un valore teorico atteso del 35%.]* (il livello di consumi dei soggetti che hanno partecipato agli scambi sul mercato liberalizzato, al netto dell'autoconsumo, è stato pari a 45-51TWh a seconda delle fonti-GRTN o Autorità per l'energia elettrica e il gas).

In tale mercato un evento di rilievo si è verificato a partire dal 1 gennaio 2001, ossia la vendita di energia elettrica prodotta dagli impianti CIP 6/92 da parte del GRTN *[In attuazione del DM 21 novembre 2000 e di quanto disposto all'articolo 3, comma 8 del Decreto Legislativo n. 79/99. Cfr. anche la delibera 223/2000 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Gli impianti CIP 6/92 generano una produzione annua di circa 50 TWh. Cfr. Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, Rapporto sulle attività. Aprile 2000-Marzo 2001, 2001, p. 78-79.]*. In questo modo, è stato in parte ridotto lo squilibrio fra domanda e offerta nel mercato liberalizzato, il cui grado di apertura nel 2001 sarà, pertanto, destinato ad accentuarsi rispetto al livello dell'anno passato.

Nel 2000 il grado medio potenziale di apertura del mercato elettrico dell'Unione Europea avrebbe dovuto eguagliare il 66% dei consumi *[Cfr. European Commission, Commission Staff Working Paper. Completing the internal energy market, SEC(2001)438, Brussels, 12.03.2001, p. 5.]*. Il risultato inferiore conseguito dall'Italia, sia rispetto alla media europea sia alle attese alimentate dal D. Lgs. n. 79/99, si è riflesso sul livello dei prezzi interni, in particolare dell'energia elettrica destinata ai consumi delle imprese industriali di grandi dimensioni, fra cui si annoverano i clienti idonei.

E' interessante osservare come nel biennio 1998-2000, dunque successivo all'approvazione della direttiva 96/92/CE, le maggiori riduzioni dei prezzi dell'energia elettrica, al netto dell'imposizione fiscale, per i grandi e piccoli consumatori industriali e per le famiglie sono state conseguite nei paesi che hanno liberalizzato completamente il proprio mercato (Germania, Finlandia, Svezia, Regno Unito). L'Italia, situata nel gruppo di paesi con una apertura potenziale del mercato tra le più basse, ha fatto registrare nel medesimo biennio un incremento medio del prezzo per i grandi consumatori industriali (pari al 3,2%), superata in questo primato negativo solo dall'Olanda *[Cfr. European Commission, op. cit., p. 18-23.]*.

Al minore grado di apertura del mercato elettrico nazionale, rispetto a quello di altri paesi europei, ha corrisposto pertanto un minore beneficio per i clienti idonei, in termini di quantità di energia elettrica offerta e, dunque, di prezzi più elevati. L'avvio del processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano dimostra, in definitiva, una progressione insufficiente sotto il profilo dei principali risultati attesi.

In tale mercato ENEL è tutt'oggi il primo operatore. Secondo ENEL, nel 2000 la quota di **Enel Trade S.p.a.** nel mercato liberalizzato è stata pari a circa il 47% *[Cfr. ENEL, Annual Report Pursuant to Section 13 or 15(d) of the Securities Exchange Act of 1934, cit., p. 50.]*. Ad analoga conclusione è giunta anche l'Autorità, nell'ambito del provvedimento istruttorio C4438, *Enel-France Telecom/New Wind* (§ 73). Sulla base di tale quota di clienti idonei serviti, della

forte asimmetria tra gli operatori (ENEL Trade S.p.a. era, nel 2000, di circa 2,5 volte superiore rispetto al primo concorrente) e della posizione dominante detenuta dal Gruppo di appartenenza nella fase della generazione e della produzione netta, l'Autorità ha ritenuto che ENEL Trade S.p.a. detenesse una posizione dominante nella fornitura ai clienti non vincolati.

Sulla base dei dati contenuti nella relazione di ENEL, relativa al primo semestre dell'anno in corso [Cfr. *ENEL, Relazione semestrale 30 giugno 2001, p. 14 (www.enel.it).*], nel 2001 il mercato della vendita ai clienti idonei dovrebbe crescere in misura significativa (del 41,5% circa) proprio a seguito della energia elettrica proveniente dai citati impianti CIP 6/92.

Nonostante tale espansione del mercato, dovuta non ad una spinta competitiva (per l'ingresso di nuovi produttori) ma ad una disposizione normativa [Si tratta del citato DM 21 novembre 2000 che ha previsto il ruolo del GRTN per la vendita di energia da impianti CIP 6/92.], ENEL è riuscita a mantenere, come risulta dai dati contenuti nella relazione semestrale 2001 della stessa società, la posizione di primo operatore, con una quota del 37% in volume [Cfr. *ENEL, ibidem.*], e a realizzare un incremento nel volume delle vendite ai clienti idonei in misura pari al 34,4% (nel primo semestre del 2001 sul corrispondente periodo dell'anno precedente).

L'insieme di tali evidenze conduce realisticamente alla conclusione che, sebbene vi sia stato un'incremento dell'offerta di energia elettrica, volta a colmare il più possibile lo squilibrio fra domanda e offerta [Autorità per l'energia elettrica e il gas, op. cit., p. 57.], nel mercato liberalizzato non si è ancora stabilito un pieno gioco concorrenziale, in quanto il mercato a monte della generazione risulta ancora estremamente concentrato, la Borsa e l'AU non sono ancora attivi, le fonti che alimentano la domanda dei clienti idonei sono ancora nella maggior parte riconducibili alle importazioni e alle aste CIP 6/92 bandite dal GRTN. Al riguardo, non è superfluo sottolineare che ENEL, pur mantenendo una posizione dominante nell'attività di generazione, ha accesso ad entrambe queste fonti, come le altre imprese concorrenti.

3. La separazione tra proprietà e gestione della rete di trasmissione

A seguito dell'approvazione del D. Lgs. n. 79/99, la proprietà della quasi totalità della rete di trasmissione nazionale è rimasta in capo a ENEL, tramite la società controllata TERNA S.p.a., mentre la gestione dell'intera rete di trasmissione nazionale è stata affidata in concessione esclusiva al GRTN, società interamente controllata dal Tesoro.

La scelta di mantenere separata la gestione della rete dalla sua proprietà è stata adottata in quei paesi in cui, fra l'altro, la situazione di partenza del processo di liberalizzazione del mercato elettrico era caratterizzata dalla presenza, in genere, di una pluralità di imprese elettriche private, verticalmente integrate anche nell'attività di trasmissione, con reti proprie. In tali contesti si è preferito non affrontare, simultaneamente, la questione del passaggio sotto il controllo pubblico della rete con l'assegnazione ad un soggetto terzo della sua gestione.

In Italia, al contrario, la situazione di partenza era rovesciata, considerato che ENEL era (e rimane ancora oggi) sotto il controllo pubblico. Alla base della scelta adottata dal D. Lgs. n. 79/99 di mantenere separata la proprietà dalla gestione della rete di trasmissione nazionale sembrano avere prevalso, in definitiva, considerazioni legate alla privatizzazione di ENEL, in particolare per le possibili ripercussioni di natura concorrenziale di una simile scelta. Va ricordato, in ogni caso, che l'Italia è l'unico paese europeo ad avere adottato un modello di separazione fra proprietà e gestione della rete.

In occasione del suo parere reso alla fine del 1998 sullo schema di decreto legislativo volto a recepire nell'ordinamento nazionale la direttiva 96/92/CE [Cfr. *AS154, Schema di decreto legislativo recante la prima attuazione della direttiva 96/92/CE, 5 novembre 1998, "Bollettino", n. 44, 1998.*], l'Autorità ha espresso la preoccupazione che, *"per assecondare il decollo di un'effettiva concorrenza nella fase della generazione, capace di servire la quota di mercato liberalizzata, occorre garantire alle imprese produttrici un accesso non discriminatorio alla rete di trasmissione. Nel caso italiano, il processo di liberalizzazione del mercato muove da condizioni di partenza caratterizzate da una completa integrazione verticale dell'impresa dominante, che esercita un elevato potere nella fase della generazione e della trasmissione"*.

All'inizio del 1999, nel corso di un'audizione tenuta nell'ambito dell'indagine conoscitiva sul riassetto del mercato elettrico, promossa dalle Commissioni riunite X della Camera dei deputati e 10 del Senato della Repubblica, l'Autorità ha precisato il proprio punto di vista sul mantenimento della separazione fra proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale. In quella occasione, tale soluzione è stata giudicata insufficiente *"nel medio periodo ad assicurare un sistema concorrenziale pieno ed effettivo"* e, in coerenza con il parere espresso pochi mesi prima, l'Autorità *"muovendo dall'assunto che il processo di liberalizzazione del mercato elettrico italiano possa essere portato a compimento solo attraverso una netta separazione delle singole fasi di attività (produzione, trasmissione, distribuzione e vendita), ha espressamente richiesto che tali attività siano svolte da operatori tra loro indipendenti e che, a tal fine, le diverse società facenti capo a ENEL, cui lo schema di decreto attribuisce le diverse fasi di attività, siano collocate al più presto sul mercato"* [Cfr. *AU004, Audizione nell'ambito dell'indagine conoscitiva sul riassetto del mercato elettrico, 26 gennaio 1999, p. 4.*].

A distanza di circa tre anni, queste considerazioni appaiono ancor più attuali, in particolare se si guarda al necessario sviluppo della rete, legato alle esigenze di migliorarne l'impatto ambientale, di superare i limiti di trasporto tra le aree del paese, di rendere possibile l'accesso alla rete di nuovi impianti di produzione, di far fronte alla crescita dei consumi di energia elettrica.

In questo quadro, la legge ha affidato al GRTN il compito di assicurare la sicurezza, l'affidabilità e l'efficienza della rete di trasmissione nazionale, nell'interesse di tutti i produttori elettrici e dei consumatori, mediante un accesso equo alla rete e la centralizzazione delle attività volte a garantire la sicurezza del suo funzionamento, allo scopo di favorire il rispetto dell'obbligo del servizio pubblico e agevolare l'affermazione di un contesto concorrenziale nel mercato.

Il conseguimento del rispetto delle condizioni concorrenziali, nelle attività svolte a monte (generazione) e a valle (vendita di energia elettrica) della rete di trasmissione, è tanto più facilmente assicurato quanto più il sistema di trasmissione risulta, in primo luogo, esente da congestioni ("colli di bottiglia" che limitano la capacità di trasmissione fra aree interne al territorio nazionale e con l'estero) e, in secondo luogo, separato funzionalmente da qualsiasi interesse di natura commerciale, che caratterizza in modo diverso gli attori presenti sul mercato (produttori e consumatori). Non è però sufficiente solo una separazione di tipo funzionale, per assicurare il successo delle funzioni del GRTN appena richiamate.

La mancata unificazione di proprietà e gestione della rete, infatti, pone almeno due ordini di problemi: da un lato di natura organizzativa, dall'altro in merito alla struttura stessa del mercato.

Nel primo caso, la possibilità di realizzare gli investimenti di manutenzione e sviluppo della rete è affidata, nell'attuale assetto, al proprietario della rete (TERNA S.p.a., controllata da ENEL), sulla base dei progetti che gli vengono proposti dal GRTN. Tale soluzione implica necessariamente un rapporto fra proprietario e gestore della rete di tipo negoziale, come prevede appunto la Convenzione tipo, definita dal Ministero dell'Industria (DM 22 dicembre 2000). Si tratta di una soluzione che impone maggiori costi di coordinamento rispetto a quelli propri di un assetto in cui proprietà e gestione coincidano. Né sono estranee a una simile soluzione le problematiche sollecitate dall'oggetto stesso della negoziazione fra proprietario e gestore della rete, rappresentato in definitiva dall'impegno del proprietario (ENEL) a sostenere investimenti di manutenzione e sviluppo della rete, le cui conseguenze ricadono, in definitiva, a vantaggio dei concorrenti di ENEL, nella misura in cui ne agevolano l'offerta di elettricità sul mercato.

Per quanto riguarda, invece, i problemi afferenti la struttura del mercato basti ricordare che, come già evidenziato, ENEL resta un'impresa in posizione dominante nelle attività, a monte, della generazione e dell'utilizzo della capacità di interconnessione con l'estero e, a valle, della vendita di energia elettrica. Tale circostanza induce naturalmente ENEL ad essere portatore di incentivi economici di segno opposto a quelli dei suoi concorrenti nei mercati della generazione e della vendita, che sono interessati alla realizzazione tempestiva dello sviluppo della rete per i propri obiettivi produttivi e commerciali.

L'unità tra la gestione e la proprietà della rete di trasmissione nazionale renderebbe, invece, sicuramente più efficiente, oltretutto al riparo da possibili comportamenti opportunistici da parte di ENEL, il necessario processo di ampliamento della rete.

Una simile previsione, d'altronde, può essere compatibile con la possibilità di estrarre la rendita insita nel monopolio naturale della rete a vantaggio del Tesoro, che controlla sia ENEL sia il GRTN. L'eventuale privatizzazione integrale del GRTN *[Già oggi la rete di trasmissione nazionale, rimasta sotto il controllo di ENEL, va considerata parzialmente privatizzata nella misura stessa in cui lo è stato il capitale sociale di ENEL, cioè per il 32% circa. L'unificazione della gestione con la proprietà della rete in capo al GRTN rifletterebbe, dunque, la stessa proporzione attuale del controllo esercitato da ENEL.]*, proprietario e gestore della rete, infatti, assicurando un gettito per il Tesoro, non farebbe automaticamente venire meno gli obblighi di servizio pubblico che ricadono oggi per legge in capo al GRTN e che potrebbero essere imposti anche ad un soggetto privato.

4. La Borsa elettrica e l'Acquirente unico

La fornitura di energia elettrica ai clienti idonei finali avviene attualmente sulla base di contratti bilaterali, finché non entrerà in funzione la Borsa elettrica, organizzata dal Gestore del Mercato Elettrico S.p.A. (di seguito, GME), secondo quanto prevede l'articolo 5 del D. Lgs. n. 79/99. Il GME, costituito dal GRTN, ha il compito di organizzare il mercato elettrico, ricorrendo al dispacciamento dell'energia elettrica secondo il merito economico degli impianti di generazione in funzione.

Rispetto alla contrattazione bilaterale fisica tra produttore-fornitore e cliente e posto, come sarà in seguito chiarito, che il contesto in cui operano le imprese sia realmente concorrenziale (in particolare nella fase della generazione), i vantaggi di operare su un mercato elettrico in cui si scambiano all'ingrosso tutte le quantità di energia elettrica prodotta per ogni ora di prelievo sono rappresentati, fra l'altro, dalla maggiore trasparenza nella fissazione dei

prezzi da parte dei produttori che, riflettendo condizioni di mercato, variano di ora in ora; dalla possibilità offerta agli operatori di limitare i rischi attraverso opportuni strumenti finanziari; dall'esistenza di una controparte centrale e di un sistema di garanzie contro i rischi di insolvenza; dalla possibilità di rivedere e aggiustare i programmi di produzione o di consumo previsti fino al giorno precedente.

Nonostante la previsione normativa, secondo cui al 1 gennaio 2001 avrebbe dovuto iniziare a funzionare (articolo 5, D. Lgs. n. 79/99), la Borsa elettrica è già in ritardo di circa un anno. Tra i paesi che intendevano istituire una simile organizzazione per gli scambi nel mercato elettrico, dunque, l'Italia è all'ultimo posto, preceduta anche dalla Francia, che in queste settimane sta avviando una Borsa elettrica.

Senza entrare in questa sede nel merito delle varie cause che hanno ritardato l'entrata in funzione della Borsa elettrica, rileva sottolineare che, tale circostanza, insieme al mancato avvio anche dell'Acquirente Unico *[L'AU ha il compito di garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva e la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio, di parità di trattamento, anche tariffario; di salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti per i clienti vincolati; di contribuire alla diversificazione delle fonti energetiche e l'utilizzo prioritario delle energie rinnovabili e della cogenerazione; di consentire l'applicazione di una tariffa unica per le diverse tipologie di utenze del mercato vincolato.]* (di seguito, AU), previsto dall'articolo 4 del D. Lgs. n. 79/99, ha conseguenze indesiderate sulle condizioni concorrenziali che si verificheranno nel mercato elettrico.

Il D. Lgs. n. 79/99 prevede la seguente scansione dei principali processi necessari alla liberalizzazione del mercato: creazione dell'AU a garanzia della fornitura dei clienti vincolati (articolo 4); affidamento della gestione economica del mercato elettrico ad un gestore indipendente (Borsa elettrica), luogo di scambio di quasi tutta l'elettricità necessaria al soddisfacimento della domanda, tranne per deroghe limitate e autorizzate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con il conseguente passaggio da contratti bilaterali fisici ad un dispacciamento di merito economico degli impianti (articolo 5); dismissione da parte di ENEL di 15.000 MW di potenza installata (GENCO) al fine di creare nuovi concorrenti (articolo 8).

In realtà, a fronte dell'avviato processo di dismissione delle GENCO, i primi due adempimenti non sono stati ancora realizzati. Questa circostanza non è priva di conseguenze.

In base ai vigenti contratti e modalità ENEL assicura infatti la fornitura di energia elettrica ai distributori che la vendono nel mercato vincolato (articolo 4, comma 8, D.Lgs. n. 79/99).

Il GRTN esercita l'attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica, in condizioni di sicurezza della rete (articolo 3), in precedenza svolta direttamente da ENEL, quando era verticalmente integrata.

Secondo le direttive impartite dal Ministero dell'Industria il 21 gennaio 2000, per garantire il corretto funzionamento del sistema, fra l'altro, il GRTN acquisisce da tutte le imprese elettriche le informazioni necessarie, inclusi i loro programmi di produzione; nel caso in cui si renda necessario, modifica i programmi di produzione, tenendo conto della necessità di ottimizzare l'efficienza globale del sistema elettrico nazionale, dandone comunicazione all'impresa produttrice con l'emissione dei programmi di produzione finale.

Il GRTN svolge anche l'attività di programmazione degli impianti, ma solo dopo l'entrata in funzione della Borsa elettrica esso sarà in grado di adottare dei veri criteri ispirati alla efficienza e alla concorrenza tra i produttori, potendo questi ultimi essere ordinati in base alla offerte in Borsa.

Questa sequenza di funzioni all'apparenza esclusivamente improntate ad assicurare il funzionamento tecnico efficiente di un sistema che muta la propria forma, da monopolista a via via sempre più concorrenziale, implica conseguenze rilevanti proprio sotto il profilo delle possibili restrizioni alla concorrenza che vi sono connesse.

In proposito, si osservi che il mancato funzionamento della Borsa e dell'AU comporta il rischio che la vendita delle tre GENCO di ENEL non abbia come effetto una immediata e reale apertura del mercato. Basti osservare, con riferimento alla prima delle GENCO già ceduta, ELETTRON, che se questa continua a programmare la produzione dei suoi impianti secondo la modalità descritta in precedenza, data l'assenza della Borsa e dell'AU, si verificherebbe una duplice circostanza indesiderabile.

Da un lato, la capacità di generazione degli impianti di ELETTRON non sarebbe utilizzata prevalentemente per offrire energia elettrica nel mercato liberalizzato, ma sarebbe destinata al mercato vincolato, che assicura un flusso di cassa costante e prevedibile; dall'altro lato, ENEL ed ELETTRON-pur essendo oggi concorrenti-continuerebbero a coordinarsi nella programmazione degli impianti destinati a fornire il mercato vincolato, sulla base di un ordine segnalato giornalmente al GRTN.

In un simile contesto, ancora caratterizzato dalla assenza della Borsa e dell'AU, anche la fissazione del tetto antitrust sulla produzione o importazione di energia elettrica appare di scarsa utilità. La dismissione dei 15.000 MW di potenza di ENEL, conferita alle tre GENCO, è stata infatti stabilita dall'articolo 8, comma 1, del D. Lgs. n. 79/99 per limitare al 50% del totale la quota di energia elettrica prodotta o importata in Italia da ENEL. Un simile vincolo quantitativo è stato posto dal legislatore a fondamento dello stesso processo di apertura alla concorrenza del mercato elettrico. La medesima norma prevede, infatti, che nel *“caso tale soglia, calcolata come media su base triennale, sia superata, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato adotta i provvedimenti di cui all'articolo 15 della legge 10 ottobre 1990, n. 287”* [L'articolo 15 della legge 287/90 regola le condizioni in cui l'Autorità fissa alle imprese il termine per l'eliminazione delle infrazioni commesse e accertate in seguito a procedimenti istruttori relativi ai divieti stabiliti dagli articoli 2 (intese restrittive della libertà di concorrenza) e 3 (abuso di posizione dominante). In questo ambito, rientra tra i poteri dell'Autorità comminare alle imprese sanzioni amministrative pecuniarie, anche nel caso di inottemperanza alla diffida con cui si è concluso il procedimento istruttorio.].

Con la Borsa elettrica e l'AU inattivi, il coordinamento fra ENEL ed ELETTRON oggi (ed eventualmente domani con i suoi nuovi concorrenti, proprietari delle altre due GENCO in corso di cessione, EUROGEN e INTERPOWER), finalizzato a programmare la produzione dei rispettivi impianti di generazione che servono il mercato vincolato, eliminerebbe gli incentivi di comportamenti d'impresa indipendenti e amplificherebbe ulteriormente la portata anticoncorrenziale di questa anomala circostanza, con ripercussioni anche sul mercato dei clienti idonei. Da ultimo, verrebbe elusa la stessa disposizione del richiamato articolo 8 del D. Lgs. n. 79/99, la cui principale finalità-insieme alla limitazione del potere di mercato di ENEL-è creare le condizioni per la nascita di imprese indipendenti e concorrenti.

E', quindi, urgente che Borsa elettrica e AU entrino quanto prima in funzione, con la conseguenza che ENEL cesserà di assolvere all'ultimo compito di natura pubblicistica rimastole

assegnato, dal momento che la necessità di garantire la fornitura di energia elettrica ai clienti vincolati verrebbe trasferita all'AU, che effettuerà i propri acquisti in Borsa, eliminando così alla radice ogni giustificazione tecnica a favore di condotte cooperative fra imprese concorrenti.

Inoltre, è solo con la piena operatività della Borsa elettrica che verrà introdotto il criterio di dispacciamento di merito, previsto dall'articolo 5 del D. Lgs. n. 79/99, per cui ogni produttore decide singolarmente la quantità ed il prezzo dell'energia che intende offrire in Borsa.

5. Mercato elettrico e potere di mercato

In un contesto di mercato in cui gli scambi di energia elettrica non avvengano tramite contratti bilaterali fisici fra ciascun produttore-fornitore e cliente, come tuttora in Italia, ma siano centralizzati in un'unica sede (Borsa elettrica), che raccoglie per ciascuna ora in cui è suddiviso l'arco della giornata l'offerta simultanea di energia elettrica di tutti i produttori interessati a vendere date quantità, il prezzo viene determinato dalle forze di mercato. In un simile sistema il gestore della rete spaccia i singoli impianti secondo un ordine crescente, a partire dall'offerta di prezzo inferiore e via via fino a quella dell'impianto marginale. L'offerta di prezzo dell'ultimo impianto per ciascuna frazione oraria della giornata contribuisce a fissare il livello del prezzo di tale ora. A tutti gli impianti spacciati dal gestore della rete durante quest'ora viene attribuito questo prezzo di mercato, indipendentemente dalla loro offerta originaria.

In un mercato all'ingrosso (Borsa) dell'energia elettrica perfettamente concorrenziale ogni impresa offre prezzi che riflettono i propri costi di produzione. L'esercizio del potere di mercato in un simile contesto si riferisce alla possibilità che un'impresa di generazione riesca ad innalzare il prezzo a livelli superiori di quelli attesi in un mercato realmente concorrenziale, per un periodo sufficientemente lungo, allo scopo di aumentare i profitti.

Sono due i principali meccanismi che le imprese possono adottare per conseguire questa finalità. Il primo è rappresentato da offerte di prezzo superiori al costo marginale degli impianti, con l'intenzione di innalzare artificialmente il prezzo di equilibrio che si determina per ogni ora in Borsa. Il secondo meccanismo è rappresentato dalla possibilità di non rendere disponibile per un determinato periodo di tempo l'intera capacità produttiva, riducendo così il volume di energia elettrica offerta sul mercato.

Il successo di questi meccanismi è evidentemente condizionato dalla struttura del mercato, nel senso che è tanto maggiore quanto più la struttura è concentrata e caratterizzata da una impresa in posizione dominante.

La possibilità di porre in essere uno o l'altro meccanismo descritto, inoltre, è tanto maggiore quanto più l'impresa dispone di un ampio portafoglio di centrali, prevalentemente caratterizzato da impianti di modulazione e di picco ed è, così, in grado di determinare il livello del prezzo di equilibrio sul mercato.

Il rischio che, anche in presenza di una Borsa elettrica, possa avverarsi in Italia una delle due strategie di prezzo richiamate in precedenza è stato preso in considerazione dall'Autorità nell'ambito del citato procedimento istruttorio C4438, *Enel-France Telecom/New Wind*, conclusosi il 28 febbraio 2001.

Tale rischio non è ad oggi fugato, anche considerando la successiva nascita di ITALENERGIA, che rappresenta il principale concorrente di ENEL; nè viene meno dopo la

dimissione delle tre GENCO. La capacità di generazione che resterà sotto il controllo di ENEL, infatti, a parità di capacità installata totale, sarà caratterizzata per lo più da impianti di modulazione e di picco e sarà cinque volte e mezzo quella di cui oggi dispone il suo primo concorrente, ITALENERGIA *[Si consideri, infine, che l'energia elettrica importata o acquistata alle aste bandite dal GRTN, destinata al mercato liberalizzato, è assimilabile a quella generata da impianti di base, in produzione continua. Questi, diversamente dagli impianti di modulazione e di picco, non si adattano immediatamente ai mutamenti ciclici (orari o stagionali) della domanda e non influenzano, quindi, il prezzo di equilibrio del mercato. L'energia elettrica importata o acquistata alle aste bandite dal GRTN, dunque, non è utilizzabile per consentire all'offerta di reagire tempestivamente ai mutamenti ciclici (orari o stagionali) della domanda; nè permette all'impresa che la rivende ai clienti idonei di influenzare il livello del prezzo di equilibrio del mercato, come sarebbe possibile se fosse prodotta da impianti di generazione della tipologia di modulazione e di picco, localizzati e attivi sul mercato interno.]*.

Due sono le conclusioni che si possono trarre da questa analisi sul potere di mercato nel settore elettrico. La prima attiene all'efficacia di fissare un "tetto antitrust", misurato in termini di produzione anziché di capacità produttiva. Infatti, essendo il prezzo una variabile determinata, anche nella futura Borsa, dal potere di chi attualmente detiene il controllo sugli impianti di generazione con alti costi marginali, un limite del 50% non è indicativo di un reale abbassamento del potere di mercato, a maggior ragione se fissato solo sulla produzione *[In questo senso si è già espressa l'Autorità nel parere AS154, Schema di decreto legislativo recante la prima attuazione della direttiva 96/92/CE, "Bollettino", n. 44, 1998.]*.

La seconda conclusione è relativa al fatto che l'impresa in grado di influenzare il livello cui si fissa il prezzo dell'elettricità nella futura Borsa, grazie alla posizione dominante nella fase della generazione, dispone anche della capacità di limitare la concorrenza nel mercato a valle della vendita ai clienti idonei.

6. Le prospettive del mercato del gas naturale

L'avvio del processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale in Italia *[La Direttiva 98/30/CE, pur nel rispetto dei vincoli relativi ai contratti di importazione di lungo periodo take or pay sottoscritti dagli importatori nazionali con i principali fornitori (Russia, Algeria, Norvegia, Olanda), ha tra i suoi obiettivi principali la creazione di condizioni idonee per una "gas to gas competition", cioè lo sviluppo della concorrenza tra imprese che, sui vari mercati nazionali, intendono importare e vendere gas naturale acquistato all'estero (ad es. negli hub del nord Europa di Zeebrugge e Edem). Il recepimento della direttiva 98/30/CE mediante il D.Lgs. n. 164/2000 è stato caratterizzato da un adeguato utilizzo del principio di sussidiarietà. Il grado di apertura del mercato (totale dal 1 gennaio 2003); le modalità di accesso regolato alle reti di trasmissione, di distribuzione ed ai siti di stoccaggio; la previsione di un obbligo di separazione societaria tra le fasi dell'approvvigionamento e della vendita da un lato e di trasmissione, distribuzione e stoccaggio dall'altro, rappresentano soluzioni avanzate rispetto all'ipotesi minima contenuta nel testo della direttiva e pongono l'Italia tra i paesi che hanno proceduto maggiormente rispetto al processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale. Inoltre, come è noto, il legislatore italiano ha deciso di limitare il peso dell'operatore dominante, ENI S.p.a., tramite l'imposizione di tetti temporanei (fino al 31*

dicembre 2010) sia sul gas immesso nella rete nazionale (a partire dal 1 gennaio 2002) sia su quello venduto (a partire dal 1 gennaio 2003).] è gravato da una serie di ostacoli, alcuni riconducibili a barriere di tipo amministrativo, altri ricollegabili ai comportamenti d'impresa.

Con riferimento al primo gruppo di ostacoli-riconducibili alla normativa – vanno richiamate, ad esempio, le disposizioni contenute nell'articolo 3, comma 2, del D. Lgs. n. 164/2000. Tali disposizioni prevedono, per le imprese che chiedono l'autorizzazione ad importare gas da paesi non appartenenti all'Unione europea, obblighi di stoccaggio strategico e di investimento per contribuire allo sviluppo o alla sicurezza del sistema nazionale del gas. Su quest'ultimo punto va richiamato anche l'articolo 7 del Decreto del Ministro dell'Industria del 27 marzo 2001 ("piani di investimento" delle imprese che chiedono l'autorizzazione all'importazione di gas naturale dai paesi non appartenenti all'Unione Europea).

Come ha già avuto modo di segnalare, l'Autorità ritiene che queste disposizioni, imponendo investimenti commisurati al 5% dei ricavi annui previsti, possano produrre effetti distorsivi sul mercato dell'approvvigionamento tramite importazioni, giacché prevedono per le imprese importatrici, oltre al vincolo rappresentato dalla disponibilità di gas naturale, anche quello della ulteriore disponibilità ad investire nel sistema infrastrutturale esistente. Sarebbero così penalizzate imprese che non hanno una struttura verticalmente integrata ovvero imprese che non sono in grado di procurarsi contatti con soggetti terzi titolari delle infrastrutture e, inoltre, disposti ad accettare che esse siano oggetto di ulteriori investimenti *[Cfr. AS217, Autorizzazione all'importazione di gas naturale dai paesi non appartenenti all'Unione Europea, 26 luglio 2001, "Bollettino", n. 28, 2001.]*

Quand'anche le imprese importatrici potessero procurarsi il consenso dei titolari delle infrastrutture esistenti, si troverebbero nella condizione di contrattare in una posizione di oggettiva inferiorità con l'impresa in posizione dominante nel mercato del trasporto (SNAM RETE GAS S.p.a., controllata da ENI S.p.a.) e dello stoccaggio (direttamente con ENI S.p.a.).

L'Autorità ritiene, invece, che una limitazione di tali obblighi faciliterebbe la creazione di *shippers* indipendenti, che importano gas naturale sul mercato nazionale.

Un secondo aspetto critico, sempre legato alla normativa vigente, si riferisce al mancato scioglimento dei legami proprietari fra i segmenti di attività non concorrenziali (segnatamente trasporto e stoccaggio) da quelli concorrenziali (in particolare importazione e vendita). Nella sua segnalazione sulla bozza di Decreto di recepimento della Direttiva 98/30/CE *[Cfr. AS197, Norme comuni per il mercato interno del gas, 23 marzo 2000, "Bollettino", n. 11, 2000.]* l'Autorità ha sostenuto, fra l'altro, "[...] *la propria convinzione che la separazione proprietaria tra le attività di Snam verticalmente integrate in un monopolio naturale di fatto (la rete di trasporto del gas naturale) e le attività in cui è possibile un confronto concorrenziale (approvvigionamento e vendita finale), indipendentemente dalla gradualità della sua attuazione, si rivela una misura indispensabile per raggiungere un adeguato assetto competitivo del mercato del gas naturale in Italia*". E ciò in quanto "[...] *un'impresa che controlla un monopolio naturale, se verticalmente integrata anche in attività concorrenziali, può avere un forte incentivo a limitare la capacità delle infrastrutture essenziali in proprio possesso (e tali sono le infrastrutture di trasporto e, per le ragioni indotte dall'introduzione di requisiti stringenti per l'attività di approvvigionamento, quelle di stoccaggio del gas), al fine di prevenire l'utilizzo e l'accesso di quelle infrastrutture da parte dei suoi concorrenti che operano, appunto, nei mercati in concorrenza*" *[La prossima quotazione in Borsa di una quota del capitale sociale di Snam Rete Gas S.p.a. non sembra, tuttavia, preludere ad una dismissione totale del controllo di questa società da parte di ENI S.p.a..]*

A distanza di un anno e mezzo queste considerazioni mantengono tutta la loro validità, soprattutto se messe in relazione con i comportamenti dell'impresa in posizione dominante sia nel mercato dell'approvvigionamento e della vendita di gas naturale (SNAM S.p.a.) sia nel mercato del trasporto (SNAM RETE GAS S.p.a.), entrambe controllate da ENI S.p.a..

Si tratta in particolare delle modalità con cui SNAM S.p.a. ha ottemperato al rispetto dei tetti *antitrust* contenuti nell'articolo 19 del D. Lgs. n. 164/2000. Su questi aspetti, oltre che sulle modalità con cui SNAM RETE GAS S.p.a. ha allocato la capacità di trasporto sui gasdotti di importazione per l'anno termico 2001-2002, l'Autorità ha avviato lo scorso 25 ottobre un procedimento istruttorio.

L'attenzione dell'Autorità si è concentrata sulle diverse modalità che SNAM S.p.a. e SNAM RETE GAS S.p.a. ha adottato per stabilire l'accesso alla capacità di trasporto a coloro che sono sia clienti nella fornitura che concorrenti nella vendita finale di gas, e coloro che rivestono solo quest'ultimo ruolo.

Senza voler in alcun modo anticipare l'esito del procedimento istruttorio, che si concluderà il 25 novembre 2002, il richiamo di questo intervento dell'Autorità evidenzia i rischi connessi al mantenimento di una struttura proprietaria verticalmente integrata, essendo almeno potenzialmente confliggenti gli obiettivi di una impresa che, in teoria, dovrebbe competere nella vendita finale con i propri clienti nei mercati a monte dell'approvvigionamento e del trasporto di gas naturale.

7. Sintesi e Conclusioni

Per concludere, ritengo utile richiamare sinteticamente i dati del problema, come fin qui evidenziati, sottolineando le preoccupazioni antitrust.

Ebbene, in una fase in cui il processo di transizione da un mercato elettrico monopolistico ad un mercato in parte aperto alla concorrenza sta muovendo ancora i primi passi, in Italia resta particolarmente elevato il grado di concentrazione, misurato in riferimento alla capacità di generazione e alla quantità di energia elettrica offerta dalle principali imprese.

Sul mercato della generazione ENEL S.p.a. (di seguito, ENEL) conserverà, anche nel medio periodo, una posizione dominante, grazie al numero e alla composizione tecnologica dei suoi impianti, e sarà in grado di continuare ad esercitare un potere di mercato nell'offerta di energia elettrica, anche dopo la cessione di almeno 15.000 MW di potenza, imposta dall'articolo 8, comma 1, del D. Lgs. n. 79/99. A ciò si aggiunga che ENEL impegnerà ancora a lungo circa la metà della capacità di trasporto delle linee di interconnessione con l'estero per forniture destinate al mercato vincolato.

La riduzione di almeno 15.000 MW della potenza di generazione di ENEL non è di per sé in grado di assicurare un automatico incremento dell'offerta di energia elettrica sul mercato liberalizzato. Una parte degli impianti di ciascuna delle tre Genco (imprese di generazione), cui è stata conferita la capacità di generazione che ENEL deve dismettere, dovrà infatti essere ristrutturata, cessando l'attività produttiva per almeno due anni; alcuni impianti potranno essere impegnati esclusivamente a favore dei clienti vincolati, al fine di garantire le loro forniture.

Fino a quando non sarà completamente aperto alla concorrenza tutto il mercato e sarà superata l'attuale segmentazione fra mercato liberalizzato e vincolato, i nuovi proprietari di ciascuna Genco decideranno in che proporzione destinare la propria produzione elettrica in

ciascuno dei due mercati, a seconda dei vantaggi economici offerti dal confronto tra il livello dei prezzi relativi.

La posizione dominante di ENEL sul piano della capacità di generazione deve essere valutata anche alla luce delle ulteriori circostanze favorevoli, rappresentate dal fatto che ENEL, ad esempio, non è sottoposta ad alcun vincolo normativo, che limiti la sua possibilità di accesso alle fonti che alimentano l'offerta di energia elettrica anche dei suoi concorrenti (importazioni e aste CIP 6/92, oltre alla produzione propria).

Allo stesso tempo, appare limitato il grado di apertura alla concorrenza del mercato, tanto più se paragonato alla media dell'Unione Europea e ad alcuni dei suoi principali Stati membri. Il livello e la dinamica dei prezzi non riflettono, pertanto, adeguate condizioni competitive, a svantaggio dei "clienti idonei".

La struttura del mercato liberalizzato viene assumendo la forma di un oligopolio asimmetrico, in cui ENEL riveste il ruolo di principale protagonista industriale, seguito a distanza da ITALENERGIA, il secondo produttore nazionale, e da una molteplicità di intermediari grossisti (*trader*). Il livello dei consumi dei clienti idonei, che nel 2000 erano serviti quasi esclusivamente da una quota dell'energia elettrica importata, è potuto crescere nel 2001 solo grazie ad una misura amministrativa (DM 21 novembre 2000), che ha consentito di ridurre il deficit dell'offerta mediante le aste bandite dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito, GRTN) per cedere alle imprese che operano sul mercato liberalizzato energia elettrica prodotta dagli impianti CIP 6/92, in precedenza acquistata in esclusiva da ENEL.

A ciò si aggiunga che il mantenimento della separazione fra proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale non assicura rapide decisioni di nuovi investimenti per aumentare la capacità di trasporto interna, che impone attualmente il rispetto di soglie massime agli scambi di energia elettrica fra aree regionali eccedentarie e deficitarie; non agevola la possibilità di garantire tempestivamente l'allaccio di nuove centrali; non facilita l'ampliamento della capacità di importazione, che riveste tuttora un'importanza determinante per il soddisfacimento della domanda.

Un altro aspetto di rilievo, anch'esso ampiamente sottolineato nelle osservazioni che precedono, consiste nella mancata operatività della Borsa elettrica e dell'Acquirente Unico, che prolunga il ricorso a contratti bilaterali fisici per le forniture al mercato liberalizzato; impedisce la fissazione di un unico prezzo di equilibrio dell'energia elettrica per ciascuna unità di tempo, in grado di segnalare a tutti gli operatori le effettive convenienze economiche offerte sul mercato; estende nel tempo pratiche cooperative fra imprese concorrenti, giustificate dalla necessità di programmare la produzione degli impianti per l'offerta di energia elettrica nel mercato vincolato; non facilita il completo superamento del deficit di offerta registrato nel mercato liberalizzato; non agevola, dunque, il perseguimento di una maggiore apertura alla concorrenza del mercato elettrico e, dunque, un abbassamento del livello dei prezzi.

L'Autorità ritiene, in definitiva, che il superamento della separazione fra proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale, oltre all'avvio dell'attività degli scambi in una Borsa elettrica e delle funzioni dell'AU, rappresentino soluzioni necessarie per garantire che il processo di liberalizzazione del mercato elettrico segua un percorso virtuoso.

In questo contesto, il decreto approvato di recente dal Governo, volto ad accelerare le autorizzazioni amministrative necessarie all'installazione di nuove centrali, dovrebbe contribuire, una volta entrato in vigore, a incentivare le decisioni di investimento in nuova capacità produttiva. Tale risultato sarà tanto più rilevante se verranno superati anche gli ostacoli

amministrativi per garantire l'allacciamento delle nuove centrali alla rete di trasmissione e per migliorarne la capacità di trasporto interna.

Per quanto riguarda il mercato del gas naturale, infine, la sola separazione societaria fra l'attività di approvvigionamento e di trasporto non esclude, come prima sottolineato, la possibilità che l'impresa in posizione dominante conservi un ampio margine di manovra, che riduce il gioco concorrenziale e, di conseguenza, ne attenua le ripercussioni attese sul livello dei prezzi.

Signor Presidente, Onorevoli Deputati, vi ringrazio per l'attenzione.