

Commissione X della Camera dei Deputati

Indagine sulla possibile evoluzione del mercato energetico nazionale

Audizione del Presidente
dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato
Cons. Antonio Catricalà

Roma, 18 marzo 2005

Signor Presidente, Onorevoli Deputati, ringrazio per aver dato all'Autorità garante della concorrenza e del mercato l'opportunità di fornire il proprio contributo di analisi e riflessione sullo stato del processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica in Italia.

Il mio intervento mirerà a fornire un quadro di sintesi dell'assetto di mercato che si è venuto a creare dopo l'avvio della cd borsa elettrica, dei problemi competitivi che questo nuovo contesto ha reso evidenti, le possibili linee di intervento per promuovere un vero confronto competitivo nel settore, con conseguenti effetti positivi in termini di riduzione nei costi energetici. Alla luce di tale analisi affronterò il tema dell'apertura dei mercati a livello internazionale, quindi le possibili conseguenze connesse al decreto legge 25 maggio 2001, n.152, e al mutamento degli assetti di controllo che potrebbero verificarsi nel prossimo futuro in talune imprese rilevanti nel settore energetico italiano.

1. I mercati rilevanti per lo sviluppo di un vero gioco competitivo nel settore dell'energia elettrica a livello nazionale

A più di cinque anni dall'entrata in vigore del decreto legislativo n. 79/99 (il decreto che ha recepito le direttive comunitarie sulla liberalizzazione del settore dell'energia elettrica) e ad oltre dieci mesi dall'avvio della cd borsa elettrica, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, congiuntamente con l'Autorità dell'energia elettrica e del gas, ha ritenuto necessario condurre una indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore ed è pervenuta a tratteggiare un quadro "preoccupante" circa le prospettive di uno sviluppo competitivo, nel breve-medio termine, del settore dell'energia elettrica in Italia.

L'indagine ha riesaminato la filiera del settore dell'energia elettrica, in particolare il segmento dell'offerta, in un'ottica di individuazione degli ambiti

competitivi rilevanti. In altri termini, si è fornita una definizione dei mercati interessati alla luce della delimitazione dei confini - merceologici, geografici e temporali - entro i quali gli operatori possono o potrebbero innescare un confronto competitivo, formulando strategie commerciali aggressive al fine di servire quote crescenti di domanda.

Al fine di pervenire a tale definizione dei mercati merceologici rilevanti si è proceduto alla aggregazione di talune attività, in particolare generazione ed importazione di energia elettrica, e si è giunti ad individuare, quale centrale ambito competitivo, il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica (oltre a quello dei servizi di dispacciamento).

L'importanza di questo mercato, in un'ottica antitrust, dipende dal fatto che l'individuazione della posizione di ciascun operatore sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica consente di analizzare le strategie commerciali e l'eventuale esercizio di potere di mercato nell'approvvigionamento della domanda intermedia. Infatti, appare evidente che la detenzione di una posizione dominante nella fornitura di energia elettrica nella fase "intermedia" determina effetti a cascata sui mercati della vendita finale "a valle" (sia ai clienti idonei che ai clienti vincolati).

Data l'architettura del settore elettrico italiano, sembra corretto definire il mercato all'ingrosso come l'insieme di contratti di compravendita di energia elettrica stipulati da operatori che dispongono di fonti primarie di energia (generazione nazionale e importazioni) da un lato, e grandi clienti industriali, Acquirente Unico e grossisti dall'altro. Si tratta di contratti conclusi sia nei mercati dell'energia (mercato del giorno prima – MGP - e mercato dell'aggiustamento – MA -), sia al di fuori dei medesimi tramite contrattazione bilaterale.

Oltre alla dimensione "merceologica", l'analisi del contesto competitivo richiede un approfondimento dei confini "geografici" entro i quali dovrebbe e potrebbe svolgersi il processo di liberalizzazione. Con riferimento alla dimensione geografica del mercato all'ingrosso, occorre rilevare che in Italia la rete di trasporto determina frequentemente fenomeni di saturazione/congestione tra zone. Le

congestionazioni di rete hanno luogo quando i vincoli afferenti alla massima corrente ammissibile su una qualsiasi linea elettrica della rete rilevante risultano violati. La presenza di vincoli alla trasmissione dell'energia elettrica sulla rete determina la separazione del mercato in cui i produttori competono in zone di dimensione inferiore. I limiti di trasporto impediscono, infatti, di modificare i livelli di produzione netta di energia elettrica nei nodi della rete fino al punto in cui il valore dell'energia elettrica al margine sia il medesimo su tutto il territorio nazionale. In presenza di congestionazioni, e dunque di separazione zonale, la differenza tra il valore (monetario) dell'energia elettrica che transita tra le medesime zone per chi compra e per chi vende è misurata dal differenziale di prezzo tra le due aree zonali. Lo stesso meccanismo della borsa elettrica, del resto, si fonda sull'uso di prezzi zonali differenziati alla vendita ogni qualvolta i flussi di energia determinano congestionazioni della rete di interconnessione tra zone.

La gestione delle congestionazioni nella rete rilevante, attraverso la suddivisione del mercato in zone e l'applicazione di prezzi di vendita differenziati geograficamente, consente l'assegnazione efficiente del diritto di utilizzo della capacità di trasporto, ovvero permette di selezionare gli impianti di produzione che soddisfano la domanda al minor costo variabile, compatibilmente con i vincoli di rete.

In tale contesto i produttori ricevono corretti segnali di prezzo e si incentiva, o si dovrebbe incentivare nel lungo periodo, la localizzazione efficiente degli impianti di produzione. La separazione del mercato in zone per la gestione delle congestionazioni di rete, inoltre, rende esplicito il valore economico della capacità di trasporto tra le zone medesime ai fini di una valutazione dei benefici economici legati allo sviluppo della rete di trasmissione nazionale.

Alla luce di questa scelta di funzionamento del mercato zonale si può affermare che le macrozone Nord, Macrosud (Centro nord, centro e parte del sud peninsulare), Macrosicilia (Sicilia e Calabria) e Sardegna costituiscono mercati geografici distinti, ove analizzare gli elementi strutturali del settore e i suoi problemi competitivi.

2. Gli elementi strutturali dei mercati rilevanti nel settore dell'energia elettrica

I mercati geografici rilevanti così definiti si presentano con una struttura estremamente concentrata.

Infatti, il fabbisogno complessivo di energia elettrica nel 2004 è stato coperto per l'86% da produzione nazionale e per il restante 14% da importazioni. La produzione nazionale è provenuta, per l'81,4%, da fonti termoelettriche, per il 16,2% da impianti idroelettrici e per il restante 2,4% da impianti geotermoelettrici, eolici e fotovoltaici. La principale fonte di generazione utilizzata è il gas naturale, seguita dai prodotti petroliferi, dai combustibili solidi, dalla fonte idroelettrica da apporti naturali; una ripartizione non certamente orientata agli input meno costosi.

Data l'importanza del gas naturale tra le fonti di generazione appare evidente la necessità di incentivare, anche in questo settore, l'ingresso di nuovi operatori ed assicurare un utilizzo delle infrastrutture non distorsivo del mercato. Senza voler anticipare gli esiti di una istruttoria in corso, ritengo potrebbe rivelarsi di grande aiuto all'incremento della concorrenza il procedimento dell'Autorità antitrust relativo al progetto di potenziamento della capacità di trasporto del gasdotto che attraversa il territorio tunisino ed utilizzato per l'importazione in Italia da parte della società TTPC (società controllata da ENI e titolare in via esclusiva dei diritti di trasporto). Trattandosi dell'unica infrastruttura alla frontiera con l'Algeria, l'Autorità sta valutando se la strategia di non realizzare gli investimenti previsti per nuova capacità - già venduta e quindi con totale copertura dei costi - possa configurare una fattispecie abusiva, volta ad escludere o impedire l'ingresso dei concorrenti di ENI nel mercato all'ingrosso di gas naturale in Italia. La speranza è il "superamento" di simili condotte, una revisione degli assetti di controllo e dei diritti esclusi sulle infrastrutture a vantaggio dell'operatore dominante in Italia (ENI) e l'avvio di processi di investimento sulla rete, ormai non rinviabili, per l'afflusso di gas naturale a condizioni competitive.

Date queste problematiche sulle fonti di generazione, appare di rilievo il fatto che, a cinque anni dell'avvio del processo di liberalizzazione del settore, in termini di ripartizione della produzione netta nazionale tra operatori ENEL contribuisce alla produzione per una quota di poco inferiore al 50% della produzione nazionale netta di energia elettrica. I primi sei produttori (ENEL, EDISON, EDIPOWER, ENDESA, TIRRENO POWER ed ENIPOWER) contribuiscono per circa l'80% alla produzione domestica di energia elettrica.

Il principale operatore nazionale, relativamente allo stock di potenza efficiente netta operativa, è l'ENEL, con una quota superiore al 55%. ENEL presenta, inoltre, una struttura del proprio parco impianti prevalentemente strutturata verso la tipologia di mid-merit (51,4%) e di punta (15,2%), che le assicura un vantaggio competitivo rilevante per la copertura dei picchi di fabbisogno.

ENDESA, pur su livelli decisamente più bassi (7,5% della potenza totale), è il concorrente di ENEL che presenta una analoga ripartizione del proprio parco impianti. Tra gli operatori concorrenti alcuni non posseggono impianti di punta ma hanno un buon rapporto tra impianti mid-merit ed impianti di base (ad esempio, EDIPOWER), mentre altri, non solo non posseggono impianti di punta, ma hanno un parco decisamente squilibrato verso gli impianti di base (ad esempio, EDISON, e TIRRENO POWER). A tale proposito, rimane inalterata la perplessità, già presente in sede di configurazione delle cd Genco, ed oggi di particolare evidenza con riferimento agli impianti di pompaggio e a quelli idroelettrici a serbatoio, circa l'effettiva specularità ed equivalenza del mix produttivo delle Genco con quello del parco produttivo nella disponibilità di ENEL. Squilibri marcati sono certamente negativi per lo sviluppo della concorrenza; anzi contribuiscono a rafforzare la situazione *leader-follower* con scarsi incentivi alla competizione.

Con riferimento alla localizzazione geografica degli impianti, l'analisi evidenzia che nella zona Nord del Paese è ubicata poco più della metà della capacità disponibile (53%); al Centro-Sud il 13,1% ed al Centro-Nord il 8,6% (con il restante 25,3% è suddiviso tra Sud ed isole). ENEL è l'unico operatore che presenta una

capillare presenza nelle varie aree del Paese: il 45% del suo parco generazione (misurato sulla potenza efficiente netta) è localizzato nel Nord, il 7% in Sicilia e Calabria, il 3% in Sardegna ed il 45% sul restante territorio nazionale. Gli altri operatori presentano ripartizioni più squilibrate, con percentuali elevatissime dei propri impianti localizzate al Nord.

ENEL possiede il 47,3% della potenza efficiente netta installata al Nord del Paese (rispetto al 13,4 % di EDIPOWER, al 7,7% di ENDESA, al 5,8% di ENIPOWER e al 5% di EDISON). La quota di ENEL nella macro regione Sicilia e Calabria è intorno al 52% (rispetto al 22,2% di EDIPOWER e al 4,1 % di ENDESA); in Sardegna, la quota di ENEL è pari al 38,9% (rispetto al 30,8% di ENDESA). Nel restante territorio (centro nord, centro, sud peninsulare), ENEL dispone di ben il 71,9% della potenza efficiente netta installata, rispetto a quote dei concorrenti molto basse.

Come detto i dati sulla ripartizione geografica e per tipologia degli impianti, tenuto conto che tre dei principali operatori concorrenti di ENEL (EDIPOWER, ENDESA e TIRRENO POWER) provengono da società che sino a qualche anno fa rientravano nel perimetro societario dell'ex monopolista, indicano che il processo di dismissione delle società di produzione (cosiddette Genco), attivato dal decreto di liberalizzazione del settore (D.Lgs. n. 79/99), non ha portato i risultati auspicati nella direzione di creazione di concorrenti effettivi di ENEL.

Il descritto assetto dell'offerta sarà soggetto ad alcuni cambiamenti nel prossimo futuro, cambiamenti dei quali sarà importante tener conto nel formulare indicazioni su come rendere più competitivo il settore in esame. L'incremento netto della potenza, previsto per il biennio 2004-2005, è quantificabile in circa 5.300 MW. Nel più ampio periodo 2004-2007 si prevede un incremento della potenza efficiente netta operativa pari a circa 14.800 MW che, per oltre il 60%, sarà localizzato nella zona Nord dove, come si è detto, già si concentra oltre la metà della capacità disponibile del parco italiano. Inoltre, un terzo dell'aumento di tale capacità, sempre

con riferimento al periodo 2004-2007, è ascrivibile ad impianti appartenenti all'ex perimetro ENEL, ovverosia gli impianti confluiti nelle tre Genco, EDIPOWER, ENDESA e TIRRENO POWER e gli impianti di ENEL Produzione, mentre circa il 30% è relativo agli impianti di ENIPOWER.

Queste previsioni dimostrano una evoluzione del parco impianti ancora poco equilibrata tra zone e certamente tale da non favorire una crescita nella liquidità dell'offerta tale da avviare un vero gioco competitivo nel settore.

3. La posizione concorrenziale degli operatori attivi nel settore

Alla luce di questa struttura di mercato appare necessaria, per formulare qualunque tipo di analisi competitiva del settore, la stima della indispensabilità di ciascuno dei principali operatori di mercato per la copertura del fabbisogno e, dunque, della loro capacità di fissare il prezzo all'ingrosso. Una simile analisi fa perno sul calcolo del numero di ore in cui un operatore di mercato è *pivotal*, ossia indispensabile al soddisfacimento della domanda locale.

Dai dati disponibili dopo l'avvio della borsa, relativi al periodo 1 aprile – 30 settembre 2004, risulta evidente la posizione dei vari operatori. In primo luogo, ENEL è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 100% delle ore nel mercato rilevante Macrosud; nel 44% delle ore nel mercato rilevante Nord; nel 29% delle ore nel mercato rilevante Sardegna; nel 24% delle ore nel mercato rilevante MacroSicilia. ENDESA è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale e, dunque, in grado di fissare il prezzo all'ingrosso nel 67% delle ore in Sardegna; EDIPOWER è stata assolutamente indispensabile per soddisfare il fabbisogno locale per un periodo pari al 19% delle ore nella MacroSicilia. La capacità dei concorrenti di ENEL di determinare il prezzo all'ingrosso nei mercati rilevanti Nord e Macrosud è stata invece nulla.

Oltre a questa valutazione di assoluta indispensabilità rilevante è anche valutare i casi in cui un operatore, pur non essendo assolutamente indispensabile su ciascun mercato considerato separatamente, può disporre di potere di mercato in virtù della propria posizione su più aree geografiche contemporaneamente. Infatti, vi sono ore della giornata in cui l'operatore di mercato diviene *pivotal* nel soddisfare la domanda della macrozona e, dunque, nella formazione del prezzo, solo se (i) la capacità di importazione da altri mercati rilevanti limitrofi non è utilizzata, in tutto o in parte, oppure (ii) se viene utilizzata, in tutto o in parte, la capacità di esportazione verso altri mercati rilevanti limitrofi.

In questi due contesti è l'uso strategico del potere di mercato, detenuto da un operatore in una macrozona, che consente di divenire *pivotal* in un'altra, ma ciò implica la disponibilità di una struttura e di una ubicazione del parco generazione articolata su più mercati geografici.

Nel contesto del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica nazionale, tale uso strategico tra macrozone del potere di mercato è risultato perseguibile solo da ENEL che, anche alla luce della sua posizione strutturale prima indicata, risulta avere sull'aggregato di più macrozone un elevatissimo potere di mercato (in termini di capacità di fissare il prezzo, stimato nel 95% delle ore nella macrozone Nord - MacroSud, nel 91% delle ore nelle zone MacroSud-MacroSicilia e nel 63% nel MacroSud-Sardegna).

In estrema sintesi, nei mercati rilevanti all'ingrosso individuati, con riferimento certamente al Nord, al MacroSud e alla MacroSicilia, ENEL, tenuto conto degli elementi strutturali sintetizzati, appare l'operatore che "fa il prezzo". Tale ruolo si accompagna, certamente al Nord, nella MacroSicilia e nel MacroSud, ad una posizione dominante connessa al suo "peso" in dimensione/capacità produttiva/ubicazione degli impianti rispetto ai concorrenti. Infatti, ENEL è il principale operatore nazionale, relativamente allo stock di potenza efficiente netta operativa; è l'unico operatore nazionale che presenta una struttura del proprio parco

impianti equilibrata e molto concentrata sugli impianti di punta rilevanti; è l'unico operatore che presenta una capillare presenza nelle varie aree del Paese ed è il maggiore operatore in ogni zona – salvo la Sardegna.

4. L'impatto della struttura di mercato e della posizione degli operatori sulle strategie di prezzo

L'analisi dell'andamento dei prezzi di mercato nei mesi in cui è stato operativo il sistema delle offerte (borsa elettrica) indica che le criticità strutturali sopra sintetizzate si sono effettivamente tradotte in prezzi di mercato elevati. Nei primi sei mesi di funzionamento dei mercati dell'energia, intercorrenti tra aprile e settembre 2004, il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica in borsa (PUN, pari alla media dei prezzi zionali ponderata per il fabbisogno) è stato di 57,88 €/MWh. Questa media sottende un andamento irregolare con un massimo di 67,84 €/MWh a giugno, che interviene subito dopo il minimo di 47,81 €/MWh relativo al mese di maggio. Il mese di gennaio 2005 ha continuato a mostrare picchi ancora marcati del PUN.

L'anomalia sia del livello che del profilo dei prezzi emerge, ad esempio, dal confronto tra i prezzi effettivamente registrati nel periodo oggetto di indagine e i risultati prodotti da simulazioni circa i prezzi che si sarebbero avuti, nello stesso periodo di tempo, in un mercato concorrenziale, cioè in un mercato in cui gli operatori formulano in borsa offerte di vendita di energia elettrica sulla base dei costi marginali di produzione.

Scendendo al dettaglio mensile, appare interessante notare la minore volatilità dei prezzi simulati rispetto a quelli registrati sul mercato. In particolare, il picco del prezzo unico nazionale registrato a giugno non trova conferma nella simulazione, ad indicare che tale incremento non pare attribuibile a shock esogeni di costo. Si può anzi evidenziare come la differenza tra prezzi simulati e prezzi di borsa sia strettamente correlata all'andamento del fabbisogno e alle condizioni di disponibilità del parco di produzione, piuttosto che alle condizioni di costo sottostanti.

Tali considerazioni sono confermate anche dal raffronto tra il profilo medio dei prezzi giornalieri nei giorni festivi e in quelli feriali del semestre in esame. Mentre il prezzo medio dei giorni festivi registrato (37,75 €/MWh) è prossimo a quello simulato, il confronto tra prezzi con riferimento ai giorni feriali indica delle differenze molto più ampie. Il basso livello di fabbisogno tipico dei weekend sembra quindi creare le condizioni necessarie a spingere i prezzi ad un livello prossimo ai costi marginali di produzione.

In estrema sintesi e come era facilmente prevedibile, l'avvio della borsa elettrica non ha determinato lo sviluppo di un vero gioco competitivo con conseguenti riduzioni di prezzo.

I problemi strutturali connessi alla elevata concentrazione dell'offerta, ai limiti nella rete di trasmissione (nazionale e con l'estero), alla asimmetrica posizione degli operatori per tipologia di impianti, alla non equilibrata localizzazione tra zone geografiche, nonché le barriere di tipo amministrativo/burocratico al rinnovo del parco generazione nazionale, si sono "traslati" sull'evoluzione dei prezzi di borsa.

La borsa, infatti, ha reso trasparente l'esistenza di problemi competitivi rilevanti, nonché il rischio che, in assenza di interventi mirati di politica industriale, possa essere esaltato il potere di mercato ancora detenuto dall'ex-monopolista.

Ciò non significa mettere in discussione la creazione del mercato centralizzato degli scambi, appare invece essenziale sostenere lo sviluppo di questa sede di incontro della domanda e dell'offerta, perché sola in grado di dare i corretti segnali per interventi strutturali e per modifiche comportamentali. Il rischio, però, in assenza di non rinviabili interventi strutturali è non solo un impatto sui prezzi per effetto dell'esercizio di potere di mercato unilaterale, ma anche il venir meno di qualunque incentivo all'adozione di strategie aggressive tra gli operatori, con conseguente evoluzione del mercato verso equilibri non competitivi.

5. Possibili linee di intervento

Per quanto riguarda l'assetto strutturale dell'offerta di energia elettrica, si ritiene che si debba procedere sollecitamente a conferire priorità agli interventi sulla rete di trasmissione nazionale in grado di ridurre al minimo, rispetto alla situazione attuale, i rischi di congestione interzonali. Si tratta di interventi determinanti al fine di consentire che la nuova capacità di generazione, che verrà ad installarsi nei prossimi anni e localizzata nelle aree già eccedentarie (nord) esportatrici nel resto del paese, possa rappresentare un'effettiva opportunità concorrenziale rispetto all'offerta dell'operatore dominante.

Inoltre, occorre potenziare, in misura coerente con gli sviluppi della rete di trasmissione nazionale, le linee di interconnessione con l'estero e stimolare la realizzazione di "linee dirette". Al riguardo, si ritiene che vada perseguita la linea di garantire modalità concorrenziali di allocazione della capacità di interconnessione con l'estero, in grado di veicolare l'offerta di energia estera sul mercato borsistico, rendendo quest'ultimo molto più liquido a vantaggio diretto della concorrenza nell'offerta di energia elettrica e dell'abbattimento dei prezzi.

Sempre in merito alla rete è da accogliere positivamente, per i corretti incentivi all'investimento, la riunificazione della proprietà con la gestione della rete; ovviamente, però, il suo utilizzo efficiente e non distorto richiede l'esclusione di qualunque rischio di controllo da parte degli operatori attivi a monte o a valle della fase di trasmissione.

Infine, appare centrale favorire l'insediamento di nuovi poli di produzione nelle zone di mercato che risultano ad oggi deficitarie rispetto alla domanda zonale, al fine di un riequilibrio energetico zonale mirato soprattutto alla promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica; vale a dire, occorre riequilibrare il peso relativo dei concorrenti nei confronti dell'operatore dominante in ciascuna zona.

Proprio quest'ultimo punto apre lo spazio a qualche considerazione circa i possibili mutamenti negli assetti di controllo di alcune imprese elettriche attive nel mercato nazionale. Il riferimento è alla società Edison e al ruolo che potrà avere EdF.

In primo luogo, qualunque considerazione sul punto dovrebbe partire dalla constatazione che il decreto legge 25 maggio 2001, n. 152, convertito in legge 20 luglio 2001, n. 301, è destinato ad essere “modificato” alla luce degli interventi della Commissione Europea. Il congelamento dei diritti di voto di EdF, infatti, potrebbe essere ritenuto in contrasto con i principi di apertura dei mercati a livello comunitario dettati dal Trattato.

Quanto al ruolo degli operatori esteri, sembra di rilievo constatare che le scelte fatte in Italia, in merito all'energia nucleare, ha inevitabilmente esposto il nostro Paese ad un costo di questo input molto più elevato rispetto ai paesi confinanti; paesi che hanno potuto e continuano a poter sfruttare il vantaggio, in termini di differenziale nei costi di produzione, estraendo profitti non certo marginali esportando in Italia.

Detto altrimenti, osservando l'evoluzione dei prezzi esteri (in Francia soprattutto) rispetto a quelli italiani emerge che le esportazioni verso il nostro Paese non hanno mai avuto il ruolo di calmieratore del mercato, bensì di sfruttamento degli alti livelli raggiunti dal prezzo dell'energia in Italia. Del resto, dati i citati limiti nella capacità di trasporto, è facilmente comprensibile che le importazioni rappresentino una fonte di primaria importanza, che consente a chi la detiene, soprattutto se si tratta di operatori dominanti all'estero, di estrarre il margine di profitto connesso alla differenza tra prezzi nazionali ed esteri. Le misure di politica industriale sopra indicate dovrebbero quindi servire a potenziare la capacità produttiva nazionale e le linee di trasporto, in modo tale da aumentare la liquidità dell'offerta e conseguentemente innescare un maggior confronto competitivo tra gli operatori (non solo nazionali ma anche esteri/esportatori). Liberalizzare il settore significa, quindi, eliminare quella commistione di interessi tra operatore dominante nazionale e operatore(i) dominante(i) all'estero nel tenere i prezzi dell'energia elettrica italiana

molto più elevati di quanto realizzabile in un contesto, pur concentrato, ma più aperto al gioco competitivo. I benefici che ne conseguirebbero sarebbero evidenti per l'intero sistema industriale nazionale, attualmente esposto ad un costo dell'energia che lo penalizza enormemente rispetto al resto dei paesi europei e non solo.

Affinché ciò avvenga sembra, inoltre, essenziale un processo più marcato di "armonizzazione" dei processi di liberalizzazione tra i Paesi dell'UE, ma ciò non potrà avvenire con misure di congelamento dei diritti di voto o interventi estranei al mercato. Occorre che si incentivi la presenza di nuovi operatori, con il superamento degli ostacoli all'ingresso tra i vari Paesi e, a livello nazionale, con lo sviluppo di strumenti finanziari di copertura dei rischi tali da favorire la nascita di un vero mercato borsistico, liquido ed efficiente.

Ciò detto, per una Autorità a tutela della concorrenza quello che sembra di centrale rilevanza è che il mutamento degli assetti di controllo siano tali da non accentuare il già elevato grado di concentrazione del settore dell'energia elettrica e che non si alterino gli assetti di mercato verso una direzione che possa agevolare l'esercizio di potere di mercato unilaterale o collettivo.

Edison, al di là della compagine azionaria che la controllerà, dovrebbe accentuare il proprio ruolo di operatore indipendente dall'ex-monopolista e diventare impresa in grado di innescare una qualche spinta competitiva, elevando il grado di liquidità dell'offerta in borsa.

E' alla luce della tutela di assetti di mercato aperti e non concentrati che, seguendo quanto dettato dalla legge n.287/90 e dal Trattato, sarà svolta la valutazione delle eventuali operazioni di concentrazione che dovessero realizzarsi nel settore, ovviamente purché aventi soglie tali da rientrare negli obblighi di comunicazione all'Autorità.