

Siccome il nostro titolo è uno dei più trattati, dopo mesi e mesi sul mercato, non può non essere dimostrabile che non ci sono extraprofitti. Dove esistono produzioni di monopolio, come in Francia, l'energia costa meno non perché sono monopolisti ma perché usano combustibili meno costosi, cioè il nucleare. Anche se non abbiamo questo extramargine, riusciamo ad essere abbastanza efficienti da realizzare profitti che, peraltro, reinvestiamo senza trattenerci niente. Abbiamo una leva finanziaria che vorremmo spendere, come hanno fatto i nostri concorrenti, sui mercati internazionali e per realizzare ciò chiediamo con forza condizioni di reciprocità in tutti paesi dove pensiamo di avere diritto di crescere: in Spagna, in Francia e nei paesi dell'Est europeo.

A conferma di quanto dicevo, vi sono i dati di redditività degli ultimi anni indicati nelle tabelle che vi abbiamo consegnato.

PRESIDENTE. Ringrazio il dottor Conti e dichiaro conclusa l'audizione.

Audizione di rappresentanti di Assoelettrica.

PRESIDENTE. L'ordine del giorno reca, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari delle imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia, l'audizione di rappresentanti di Assoelettrica. Sono presenti il presidente, ingegner Enzo Gatta, e il direttore generale, dottor Francesco De Luca.

Do la parola al presidente Enzo Gatta.

ENZO GATTA, Presidente di Assoelettrica. Ringrazio il Presidente e i membri della Commissione per averci dato questa opportunità. Vorrei ricordare brevemente che Assoelettrica raggruppa circa 150 aziende che concorrono alla produzione nazionale per circa l'80 per cento e concorrono altresì in termini di vendita sul mercato libero con una percentuale del 70 per cento circa.

Vorrei iniziare con un'analisi della visione di Assoelettrica sullo stato di avanzamento della liberalizzazione, guardando il lato dell'offerta e quello della domanda.

Per quanto riguarda l'offerta, sia con il processo di dismissione delle GenCo sia con gli investimenti che nel passato recente sono stati fatti per rinnovare il parco produttivo nazionale, in particolare quello termoelettrico, si è creato un numero rilevante di soggetti. Da questo punto di vista, penso che si possa constatare positivamente l'avvio di un processo competitivo dal lato produzione.

Per quanto riguarda invece la domanda, la nostra visione è un po' meno positiva: in particolare con riferimento al 2004, c'è un mercato potenziale libero di 220 miliardi di kilowattora, di cui solo circa 130 sono stati ceduti sul mercato libero, in termini di fornitura.

Per quanto riguarda l'apertura del mercato libero, una prima conclusione è la non ancora palese attrattività nel mercato da parte dei consumatori. In altre parole, i consumatori potenzialmente liberi restano ancora nel mercato vincolato.

Nel periodo 1999-2005 (intendendo il 2005 come un «pre-consuntivo»), in riferimento alla produzione di energia elettrica a livello nazionale e alla partecipazione rispettivamente dell'ex monopolista e degli altri soggetti che si sono avvicinati al mercato libero, l'andamento è caratterizzato da una discesa in termini di produzione di Enel e, viceversa, da un aumento degli altri produttori.

A questo punto vorrei dare un'indicazione sugli investimenti e sui progetti in corso in merito alla produzione. Cercherò di fornire anche dei numeri di sintesi dei megawatt già messi in servizio e, in particolare, di quelli che lo saranno entro la fine del prossimo decennio, visto che spesso viene messa in discussione la reale consistenza del programma di sviluppo di nuovi impianti di produzione, sia quelli cosiddetti «*greenfield*», da prato verde, sia gli interventi sugli impianti esistenti. Un numero interessante, e credo anche noto, è rappresentato dall'ammontare delle autorizzazioni concesse dal Ministero delle

attività produttive per nuovi impianti; stiamo parlando solo degli impianti *greenfield*, quindi sono escluse autorizzazioni relative a interventi su impianti esistenti, che ammontano a poco meno di 20 mila megawatt.

Passiamo alla rappresentazione dei nuovi impianti *greenfield* messi in servizio, in costruzione o parzialmente in esercizio. Dal punto di vista quantitativo stiamo parlando di 13 mila 500 megawatt, che vanno rapportati ai circa 20 mila megawatt di impianti autorizzati. A fine 2005, 5 mila 200 sono in esercizio e, se sommati ai 4000 megawatt relativi al 2006, possiamo dire che alla fine del prossimo anno ne avremo in servizio 9 mila 200. Vi è poi una previsione di 2 mila megawatt nel 2007 e di 2 mila 300 megawatt nel 2008. Stiamo parlando di progetti in parte già realizzati e in parte in costruzione; quindi, non di idee di realizzazione ma di cose concrete.

L'ammontare degli investimenti relativi agli impianti termoelettrici e a quelli concernenti le fonti rinnovabili è di circa 20 miliardi di euro: questo è l'ordine di grandezza degli investimenti di cui stiamo parlando.

Per quanto riguarda la rappresentazione dei progetti su impianti esistenti, i cosiddetti «*brownfield*», come è noto, si procede con una disattivazione completa di parti d'impianto non più «*repowerizzabili*» oppure rispettivamente con l'utilizzo del sito per l'installazione di gruppi totalmente nuovi, come se fossero dei *greenfield*, o recuperando parte di impianti esistenti; quindi, realizzando, pur sempre con la tecnica del ciclo combinato, impianti con rendimenti leggermente inferiori, ma pur sempre competitivi. Si tratta di interventi su 17 mila megawatt, di cui 11 mila sono già avviati; il saldo netto della potenza incrementale al termine del programma è di circa 3 mila megawatt, poiché tiene conto di quanto è stato disattivato e sostituito da nuovi impianti.

In sintesi, se sommiamo in termini di interventi su impianti sia nuovi sia *brownfield*, abbiamo rispettivamente 13 mila 500 e 17 mila megawatt, quindi un totale di

interventi per circa 30 mila megawatt. Ripeto e sottolineo che si tratta di interventi concreti: non si sta parlando di ipotesi, progetti o studi di fattibilità. In termini di potenza, l'incremento è di 13 mila 500 più 3 mila, quindi 16 mila 500 megawatt.

Ritengo utile far notare che nella localizzazione degli impianti emerge che, purtroppo, una parte dell'Italia, in particolare il centro e il centro-sud, è scoperta sia in termini di investimenti *greenfield*, sia su impianti *brownfield*. In relazione all'assetto di rete, di cui accennerò dopo, questo provoca una carenza di apporto di potenza efficiente in queste zone. Quindi, l'attenzione delle società che investono nel settore deve essere rivolta a realizzare impianti nell'area geografica del centro e del centro-sud.

Vorrei riassumere in modo sintetico i risultati degli investimenti: vi sono aspetti positivi e alcuni rischi che ritengo opportuno sottolineare in questa sede.

Per quanto riguarda l'efficienza della trasformazione dell'energia primaria — stiamo parlando fondamentalmente di gas —, questo tipo di interventi porta un aumento consistente dell'efficienza, che passa dal 40 al 50 per cento. Quindi, a pari quantità di combustibile, rispetto all'assetto «pre-piano di interventi», c'è un maggiore recupero di kilowattora.

Per quanto riguarda il *mix* delle fonti primarie, la «scelta» — che non è una scelta ma una decisione forzata dalla strutturalità del sistema italiano — si è indirizzata verso un utilizzo intensivo del gas con la tecnologia dei cicli combinati. Quindi, il consumo del gas, che oggi è di circa 30-32 miliardi di kilowattora, a fine decennio, con la realizzazione di questi impianti, passerà a circa 40 miliardi di kilowattora.

Come è noto, sussiste un'attenzione a sviluppare il carbone per quanto possibile con le tecnologie più efficaci anche dal punto di vista ambientale. Non dico che un ciclo combinato possa essere installato in qualsiasi sito, ma c'è un grado di libertà elevato, mentre per un impianto a carbone

c'è il vincolo della logistica: pertanto, lo sviluppo di questa tecnologia è limitato.

Per quanto riguarda i prezzi conseguenti a questo tipo di piano di intervento, vorrei ricordare che sostanzialmente è stato acquisito il concetto per cui vi è convergenza tra il costo pieno di produzione del nuovo impianto a ciclo combinato e i prezzi all'ingrosso che si svilupperanno sia sul mercato nazionale sia su quello europeo all'ingrosso. Con il concetto della marginalità infatti si ritiene che l'investitore che si avvicina a questo settore abbia un ritorno sulla copertura dei costi della nuova iniziativa. Tra l'altro, siccome in Europa, nel recente passato, non sono stati fatti investimenti sostanziali di sviluppo sul parco termoelettrico, si sta creando un'indicazione di convergenza, come vedremo successivamente, e stiamo già assistendo alle prime transazioni di esportazione dal sistema italiano verso la piattaforma del mercato all'ingrosso europeo. Questo segnale evidenzia una certa attività anche verso l'esportazione e comporta che il saldo fisico di importazione sia sempre rilevante e che l'utilizzo dell'interconnessione nel prossimo futuro non sia più, come si dice in termine tecnico, « a tavoletta ».

Il piano di investimenti ha avuto effetti positivi: un riequilibrio del margine di riserva del sistema-paese e un suo migliore assetto di sicurezza.

Vi è però un rischio che merita la massima attenzione: alcuni impianti — finiti o che stanno per essere terminati — pronti per il *commissioning*, il collaudo, e la messa in esercizio possono essere bloccati in termini di utilizzo, come è già avvenuto nel caso di un impianto nel nord Italia, per effetto di una « non certezza » circa adempimenti relativi alle autorizzazioni. Mi riferisco in particolare ai problemi connessi con l'installazione delle centraline di monitoraggio dell'aria, la cui localizzazione e temporizzazione sono relative a una data non definita. Assoelettrica ha sottolineato questa criticità in varie sedi. Tenendo conto che altri impianti potrebbero essere messi a rischio da parte della magistratura con interventi

motivati dalla non certezza sulla data di entrata in esercizio dell'impianto, riteniamo che su questo tema debba essere posta la massima attenzione anche da parte del Parlamento, per evitare che 5 mila megawatt siano messi a rischio.

Un altro aspetto particolare riguarda delle presunte inadempienze dal punto di vista autorizzativo, rilevate dalla magistratura, circa il rispetto delle emissioni in termini di particolato fine. Questo è un altro tema molto serio che preoccupa chi ha investito o sta investendo in questo settore.

In termini di vantaggi e risultati positivi, ricordo anche l'impatto occupazionale: stiamo parlando di una stima di 150 mila posti di lavoro attivati, tra cantiere e indotto, con un ritorno sulle imprese italiane degli investimenti fatti di circa il 60 per cento.

Per quanto riguarda le emissioni, con le nuove tecnologie e l'utilizzo di gas naturale, le emissioni sia di CO₂ sia di ossidi di zolfo e di azoto sono sensibilmente diminuite. Considerando il periodo 2000-2010, a fronte di un aumento della domanda di energia elettrica del 20 per cento, si ha un aumento di combustibili in termini quantitativi del 7 per cento e una diminuzione di emissioni di CO₂ dell'1 per cento. Si tratta di un aspetto rilevante che mette in evidenza, anche dal punto di vista ambientale, la positività del piano di sviluppo.

Torno rapidamente al problema dei prezzi dell'energia. In virtù di quanto fatto in termini di intervento sul parco termoelettrico esistente, è significativo un confronto relativo al periodo 1996-2005 tra componenti del prezzo medio totale ai clienti finali, quindi mercato libero e cliente vincolato. A fronte di un aumento consistente, a moneta corrente, della componente combustibile del 151 per cento nel 2005 rispetto al 2006, c'è una diminuzione del 24 per cento della componente di tariffa relativa al trasporto, ovviamente al netto della componente combustibile, e 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: si tratta di un dato rilevante.

Per quanto riguarda altri confronti, sempre in termini di prezzo, è difficile farne di significativi paragonando situazioni realmente omogenee. Riporto delle indicazioni di Euroelettrica in cui si evidenzia che nel prezzo dell'energia in Italia, per quanto riguarda 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 di moneta corrente, cioè nominali, del 29 per cento. Anche questo dato mette in evidenza che per quanto riguarda l'industria non c'è stata una lievitazione così forte, come spesso invece viene ricordato.

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: anche questo è un dato rappresentativo.

Per tornare allo sviluppo dei prezzi dell'Italia rispetto agli altri paesi europei, è interessante il grafico che rappresenta le medie aritmetiche dei prezzi di cinque mercati all'ingrosso (Spagna, Francia, Germania, Olanda e Italia), che peraltro trattano prodotti non particolarmente omogenei. Si nota che a partire da settembre 2005, per quanto riguarda l'Italia in rapporto agli altri paesi, con l'eccezione della Spagna, il prezzo medio è sensibilmente minore rispetto a quello delle altre Borse. Lo stesso andamento si riscontra in termini percentuali: fatta 100 la media del 2004, la crescita del prezzo medio italiano a fine 2005 si colloca su un valore sensibilmente inferiore rispetto a quelli di Spagna, Germania, Francia e Olanda. Questa è una dimostrazione dell'effettiva possibilità, avuta nel recente passato, di iniziare a esportare sul mercato all'ingrosso e sulla piattaforma europea.

A fronte del piano di sviluppo della nuova produzione, l'assetto topografico della rete di trasmissione italiana presenta

ancora delle lacune dal punto di vista dei nodi e dei « colli di bottiglia ». Ai fini di una buona utilizzazione degli investimenti fatti, è evidente che serve una rete che renda pressoché tendente a zero l'effetto congestione. Ciò consente anche di togliere quei differenziali di prezzo sul mercato all'ingrosso che oggi esistono fra nord, centro e sud, esclusi i casi particolari delle isole. Prendiamo atto che il GRTN, o meglio Terna rete elettrica, ha un programma importante di sviluppo della rete elettrica, ma riteniamo che questo programma dovrà mettere in evidenza i propri effetti a medio e lungo termine. Quindi, un'accelerazione degli interventi è assolutamente rilevante ai fini di un'ottima utilizzazione degli investimenti.

Vorrei spendere due parole sul problema del protocollo di Kyoto, per mettere in evidenza quali sono, a nostro avviso, le criticità non solo del sistema termoelettrico ma anche del sistema industriale italiano nella sua generalità. Come sappiamo, nell'ambito dell'obiettivo di diminuzione del 6,5 per cento nel 2010, l'Italia è stata caricata di un onere molto rilevante rispetto agli altri paesi in termini di abbattimento delle emissioni di CO₂. L'Italia e la Spagna danno un contributo (rispettivamente in termini percentuali del 21,4 e 31,1) che corrisponde a più della metà dell'impegno di abbattimento delle emissioni in Europa. Questo porta a un differenziale in termini di competitività del sistema-Italia rispetto agli altri paesi. Il nostro auspicio, recentemente confermato dal Ministero dell'ambiente, è che ci possano essere delle modalità per rivedere i criteri di suddivisione, in particolare per quanto riguarda il cosiddetto « secondo periodo » che va dal 2008 al 2012, al fine di ottenere una situazione meno gravosa per il sistema-Italia. Si consideri che l'Italia presenta un sistema che, dal punto di vista della virtuosità in termini di emissione e di penetrazione dell'uso dell'energia elettrica, è in posizione di maggior pregio e rilevanza rispetto a quelle di altri paesi: quindi, pur essendo virtuosa, è maggiormente penalizzata.

Il diagramma mette in evidenza in termini relativi il rapporto tra i costi marginali di abbattimento delle emissioni tra i singoli paesi. Notiamo che, sempre in termini relativi, l'Italia si colloca su un indice di 250 rispetto ad esempio alla Francia, ferma a circa 80, o alla Germania, attestata a 100. Il raffronto della situazione italiana con quella tedesca è fin troppo evidente: la realtà tedesca ha infatti beneficiato di un assetto particolarmente « sporco » dal punto di vista delle emissioni. Quindi, ha confermato impianti inquinanti e, di fatto, ha guadagnato una posizione di privilegio senza merito o investimenti rispetto, ad esempio, all'Italia.

Per quanto riguarda le fonti rinnovabili, gli associati dell'Assoelettrica sono particolarmente impegnati su questo fronte e ritengono opportuno sottolineare i possibili interventi concreti. Innanzitutto ricordo che la direttiva CE n. 77 del 2001 prevede un incremento dell'apporto delle fonti rinnovabili in Italia al 2010, non realistico e coerente con quanto si può fare oggi. Inoltre sappiamo che il settore idroelettrico è già « spremuto » al massimo. Oggi dai giornali abbiamo appreso di una tassa in merito all'idroelettrico inserita nella legge finanziaria che ci lascia molto perplessi per l'onere, l'accettabilità e la non coerenza dal punto di vista della compensazione rispetto all'allungamento delle concessioni.

Tornando allo sviluppo di altre fonti rinnovabili, ricordo che l'eolico evidenzia alcune criticità che dovrebbero essere eliminate tramite una maggiore responsabilizzazione delle regioni e un coordinamento delle politiche di sviluppo e di incentivazione.

Tali criticità evidenziano la necessità di un disegno di politica energetica integrato e coerente, in particolare che preveda: un potenziamento del sistema del gas in termini di infrastruttura, disponibilità e prezzo competitivo; un riequilibrio del *mix* delle fonti che ci vede totalmente sfavoriti rispetto agli altri paesi europei; un'accelerazione dello sviluppo della rete; forse un riesame della struttura di mercato, in particolare della Borsa (è partita come

residuale, ma varrebbe la pena riflettere se questo tipo di limitazione di uso e impiego sia ancora corretto). Urgerebbero anche riflessioni relative all'assetto che si verificherà in Italia dopo l'apertura totale del mercato nel 2007; una revisione della politica fiscale e un incisivo sostegno all'uso efficiente dell'energia, su cui i nostri associati sono particolarmente sensibili, nonché alla ricerca e all'innovazione tecnologica. Infine, sarebbe necessaria una revisione dei criteri relativi agli obiettivi del protocollo di Kyoto, in particolare alle attivazioni di meccanismi che, a fronte di investimenti, consentano di maturare diritti di credito di emissione (*carbon credits*).

PRESIDENTE. Ringrazio il presidente Gatta per la sua relazione.

Do la parola ai colleghi che intendono intervenire, pregandoli di porre brevi quesiti o formulare sintetiche osservazioni.

LUIGI GASTALDI. Ringrazio l'ingegner Gatta per la sua esposizione. Vorrei riallacciarmi alla sua preoccupazione sulla data di entrata in esercizio di alcuni impianti termoelettrici. Sono molto deluso per il fatto che i tecnici del Ministero dell'economia abbiano mancato di inserire nel maxi emendamento alla legge finanziaria una definizione normativa che determini, in modo puntuale, le date di entrata in esercizio degli impianti. Vorrei ricordare che in tal senso era stato formulato un emendamento a firma mia e dei capigruppo di maggioranza di questa Commissione, che era stato approvato e sostenuto dal Ministero delle attività produttive. Essendo stato il relatore del provvedimento « sblocca centrali », ricordo che questo emendamento era nato come sua logica conseguenza, per superare incertezze interpretative ed evitare di impedire l'entrata in esercizio di sei o sette impianti, per un totale di 5 mila megawatt — come detto dall'ingegner Gatta — con evidenti problematiche sull'affidabilità del sistema. È chiaro che la mancata entrata in esercizio causa tra l'altro delle mancate entrate fiscali; quindi, l'assenza di attenzione

dei tecnici del Ministero dell'economia mi sembra doppiamente grave. Penso che sia un obbligo di questa Commissione fare in modo che, al più presto, utilizzando il primo decreto utile, si ponga rimedio a questo grave errore.

LUIGI D'AGRÒ. Finalmente una relazione che parla di investimenti: finora avevamo sentito solo lacrimazioni. Mi ha interessato molto un dato: l'incremento dell'efficienza media passa dal 40 al 50 per cento e, nella scala della diminuzione del prezzo nominale, che dal 1999 a oggi passa al 6,5 per cento, dovrebbe aver comportato un *quid*. Potrei sapere qual è questo *quid* in relazione all'importante aspetto dell'incremento dell'efficienza?

PRESIDENTE. Prendiamo nota della fiera posizione assunta dall'onorevole Gattaldi.

Do quindi la parola al presidente Gatta per la replica.

ENZO GATTA, *Presidente di Assoelettrica*. Rispondo sinteticamente, riservandomi il piacere di consegnarle dei documenti più concreti. Il recupero dell'efficienza media si proietta alla fine del piano, cioè nel 2010; il meno 6,4 per cento si riferisce al confronto 1996-2005. Quindi, si tratta di due orizzonti temporali diversi, tra l'altro sulla base di un prezzo all'ingrosso rispetto a una variazione percentuale e a un prezzo complessivo. In sostanza, da una parte parliamo di *commodity* e dall'altra di prezzo complessivo che tiene conto anche delle altre componenti.

PRESIDENTE. Ringrazio il dottor Enzo Gatta e dichiaro conclusa l'audizione.

Audizione di rappresentanti di Endesa.

PRESIDENTE. L'ordine del giorno reca, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari delle imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia, l'audizione di rappresentanti di Endesa.

Prima di dare la parola ai rappresentanti di Endesa, guidati dal Presidente Olmos, vorrei spiegare che oggi siamo in una giornata parlamentare un po' delicata, per cui potremmo essere costretti a sospendere l'audizione per poi riprenderla in seguito, in quanto il Governo potrebbe avanzare una richiesta di voto di fiducia sulla legge finanziaria.

Chiedendogli scusa per averlo fatto attendere, do la parola al presidente di Endesa, Clavijo Jesus Olmos.

CLAVIJO JESUS OLMOS, *Presidente di Endesa*. Signor presidente, onorevoli deputati, è la terza volta che vengo ascoltato dalla Commissione sotto la presidenza dell'onorevole Tabacci: questo è il segnale dell'interesse del Parlamento italiano sulla questione energetica e anche della vostra disponibilità.

Leggerò una relazione (non mi è facile parlare italiano senza leggere), cercando di essere rapido per risparmiare tempo e dare modo agli onorevoli di porre qualche domanda.

PRESIDENTE. Se noi parlassimo lo spagnolo come lei parla l'italiano, ne saremmo molto felici!

CLAVIJO JESUS OLMOS, *Presidente di Endesa*. Sono due anni che vivo in Italia, quindi dovrei parlare la vostra lingua meglio di quanto faccia.

Innanzitutto vorrei fare alcune considerazioni di carattere generale sul mercato europeo che ha subito importanti cambiamenti nelle proprietà, nella struttura, nell'integrazione tra i mercati, nella pressione competitiva e nelle esigenze ambientali. Le privatizzazioni di grandi società pubbliche sono state significative: mi riferisco a Endesa, Enel e EDF, che proprio in questi giorni sta facendo il suo ingresso alla Borsa di Parigi, con una prima apertura al capitale privato. Contestualmente a ciò, tanto per Enel quanto per Endesa è seguita un'importante riduzione della dimensione nazionale, che ha permesso ad altri operatori di fare il loro ingresso nei singoli mercati. Notevole im-

pulso è stato dato allo sviluppo di tecnologie pulite in grado di ridurre le emissioni, aspetto che non sempre coincide con gli interessi puramente economici delle imprese e dei consumatori.

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. L'Enel è stata costretta a scendere sotto il 50 per cento e anche per Endesa è stato lo stesso.

La risposta di Endesa in questi anni è stata quella di investire in altri mercati come l'Italia, la Francia, il Portogallo e ora la Polonia, i mercati di maggiori dimensione e dinamicità del vecchio continente. Con questa strategia 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. Ricordiamo che questo decreto prevedeva sia la riduzione della quota di mercato di Enel sia la vendita di tre GenCo, con qualche peculiarità: poter contare su un adeguato *mix* di combustibile, avere una dimensione minima e impianti localizzati in varie aree del territorio e garantire, infine, un piano industriale per il futuro. Questi presupposti avrebbero garantito la reale concorrenza e l'auspicata apertura del mercato italiano a nuovi investimenti e nuovi operatori privati. In questo quadro si inseriva anche il limite della partecipazione al 30 per cento per i soggetti pubblici nella compagine azionaria delle tre GenCo.

Abbiamo comprato Endesa Italia per 3 mila 585 milioni di euro, valore che a quel tempo molti giudicarono eccessivo. Endesa valutò il prezzo di ingresso nel paese, considerando che quello italiano era un mercato con enormi potenzialità di crescita futura. Da quel momento, penso che Endesa si sia qualificata come un operatore efficiente e determinato nella riconversione del proprio parco di produzione. Abbiamo fatto investimenti per un miliardo di euro e puntiamo a farne altri per

1,5 miliardi nel 2009, cercando di ridurre l'attuale *gap* con i due principali operatori, Edison ed Enel.

Se parliamo del mercato italiano dal punto di vista della regolazione, possiamo dire che la situazione è particolarmente chiara e che la tariffa — cosa molto importante che non abbiamo in Spagna — riflette i costi reali della produzione: ogni tre mesi la tariffa è aggiornata con i costi reali di produzione. Pensiamo che un mercato adeguatamente liberalizzato debba lasciare la formazione dei prezzi alle forze della concorrenza, permettendo che i clienti paghino un giusto prezzo per il bene che ricevono. Questa regolazione chiara e stabile è una garanzia per gli investitori a lungo termine, come noi.

Nonostante ciò, vi sono alcuni motivi di preoccupazione. Il primo è l'implicazione delle *emission trading*: dovremmo porre attenzione sulla necessità che venga assicurata la giusta e corretta equità nella distribuzione degli oneri fra tutti gli operatori del mercato nazionale. L'incremento dei prezzi derivante dalle *emission trading* non va, infatti, sottovalutato. 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.

Desidero focalizzare l'attenzione sulla ristrutturazione del settore elettrico italiano, che fino al 2000 è stato caratterizzato dalla presenza di una grande impresa, con un *mix* di produzione basato sull'utilizzo dell'olio combustibile e con un *deficit* di capacità produttiva, quindi con un basso margine di riserva per il sistema elettrico che, lo ricordiamo, durante l'estate del 2003 ha causato qualche problema.

Oggi nel mercato italiano ci sono tre attori principali: Enel, Edison ed Endesa. Enel ha una quota del 45 per cento di

generazione; Endesa opera solidamente in Italia, fatti salvi gli eventuali effetti che l'Opa di Gas Natural avrebbe sul mercato, che illustrerò in seguito. Tuttavia, pensiamo ci sia un'anomalia che svisceri lo spirito del decreto-legislativo n. 79 del 1999, rappresentata dalla concentrazione tra Edison, EDF, AEM Milano, Atel ed Edipower che si è creata all'indomani della vendita di Edison a EDF e AEM Milano. 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, assistiamo ad uno scenario completamente diverso, in cui la maggioranza della compagine societaria è pubblica, in aperta violazione del «decreto Bersani». Pensiamo che l'unico modo per rientrare nuovamente nel quadro normativo del decreto sarebbe la vendita di Edipower. Diversamente, continueremo ad assistere ad 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. In questa sede vorrei evidenziare che anche Endesa Italia è una società a capitale italiano, conferito da un socio solido come la multiutility di Brescia, che investe e paga le tasse, a livello locale e nazionale, in Italia e che, pertanto, chiede l'appoggio del Governo italiano nelle operazioni intraprese a livello internazionale! Operazioni che svolge in un'ottica di crescita e di sviluppo delle proprie attività e, più in generale, del paese.

Il problema dei prezzi elevati del mercato italiano pensiamo che sia riconducibile

soprattutto alla struttura produttiva del paese. Per comprendere meglio la portata di questo elemento è utile un confronto con Francia e Spagna. Nel paese transalpino vi è un importante nucleare, in Spagna vi sono il nucleare e il carbone. Dal 2000 l'industria energetica italiana ha potuto avviare un deciso rinnovamento tecnologico con la costruzione di diversi impianti a ciclo combinato, un'opera di rinnovamento che peraltro 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. In termini assoluti, nel periodo 2001-2005 si è assistito ad una riduzione del prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica del 12 per cento circa. Nel caso di Endesa Italia vendevamo energia a 71 euro nel 2001 ed abbiamo venduto a 63 euro nei primi dieci mesi del 2005. Se si considera che dal 2001 al 2005 il prezzo del *brent* è più che raddoppiato, passando da 24 a 54 dollari al barile, la situazione appare sensibilmente diversa e mostra come l'andamento decrescente dei prezzi sia stato in gran parte camuffato dall'andamento del mercato dei prodotti petroliferi. Considerando il prezzo del *brent* al 2001, l'attuale prezzo dell'energia sarebbe infatti ridotto di oltre il 20 per cento.

Il *trend* al ribasso dei prezzi, stimolato dalla concorrenza e dal rinnovamento del parco tecnologico italiano, ha determinato la progressiva convergenza dei prezzi dell'energia elettrica a livello europeo. Ciò è dimostrato chiaramente dall'inversione di tendenza che spesso negli ultimi mesi ha caratterizzato i flussi di energia transfrontalieri, con abituali esportazioni dall'Italia verso la Francia. Ho i dati dei prezzi reali di diversi mercati nel mese di dicembre: in Spagna il prezzo è stato di 65 euro, in Italia 67, in Francia 83 e in Germania 82.

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 questo settore. Non vi è dubbio che questa

tecnologia, tra tutte quelle disponibili, è l'unica che garantisce la maggiore tutela possibile per l'ambiente, in quanto non produce CO₂. Endesa vuole esprimere 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.

Veniamo alle caratteristiche dell'offerta pubblica di acquisto di Gas Natural su Endesa. Attualmente Endesa, Gas Natural e Iberdrola sono i principali operatori del mercato spagnolo: Endesa e Iberdrola rappresentano l'80 del mercato elettrico, mentre Gas Natural rappresenta l'80 per cento del mercato del gas. Benché l'operazione raggiunga le soglie di fatturato previsto dal regolamento comunitario, è stata notificata alle Autorità nazionali della concorrenza italiana, spagnola e portoghese, in quanto, ad avviso di Gas Natural, entrambe le imprese interessate realizzerebbero più dei due terzi del loro fatturato all'interno dello stesso Stato membro, la Spagna. Endesa, convinta invece della dimensione comunitaria dell'operazione, ha invocato l'intervento della Commissione europea che, esaminata la fattispecie nel corso di una procedura informale conclusasi lo scorso 15 novembre, si è rifiutata di assumere la competenza di valutarla, salvo avviare fin dal giorno stesso un'importante azione della modifica della disciplina della concentrazioni, in quanto non rispondente alle esigenze attuali del mercato comunitario. L'operazione di Gas Natural, infatti, non prevede soltanto l'acquisto del controllo di Endesa mediante Opa, ma anche la vendita di alcuni suoi importanti *asset* italiani, francesi e spagnoli alla società Iberdrola, principale concorrente spagnolo. L'offerta pubblica di acquisto si realizzerebbe pertanto in due fasi: un'Opa di Gas Natural su Endesa per un valore di 22 miliardi di euro, di cui il 65 per cento pagato con azioni di Gas Natural e il restante 35 per cento in contanti, e un accordo tra Gas Natural e Iberdrola per la vendita a quest'ultima di parte di Endesa,

per un controvalore che varia tra i 7 e i 9 miliardi di euro. Verrebbero ceduti al principale concorrente 3.000 megawatt di produzione in Spagna, l'intera società francese SNET, parte di Endesa Italia (2.800 megawatt) e impianti nelle isole Baleari per ulteriori 1.800 megawatt. Appare evidente come tale accordo discrimini pesantemente i concorrenti europei, ai quali non sono state offerte le medesime possibilità di acquisto delle partecipazioni, provocando la creazione di un duopolio in Spagna. L'effetto negativo dell'operazione sul mercato italiano è rappresentato, in considerazione del piano strategico adottato da Gas Natural, dallo smembramento di un operatore solido, quale Endesa Italia, in due nuove entità con minor massa critica e, quindi, incapaci di esercitare un'efficace azione competitiva rispetto ai due operatori dominanti ed anzi finendo per incrementare il *gap* tra questi ultimi e il resto del mercato, mettendo in moto un processo in netta controtendenza rispetto a quanto auspicato dalle Autorità *antitrust* e per l'energia ed il gas nella comune indagine conoscitiva.

L'ingresso di un nuovo operatore sul mercato non si realizzerà a scapito della quota di mercato dell'attore principale, ma attraverso lo smembramento del terzo operatore che fino ad oggi ha esercitato una vera pressione competitiva su Enel. Come ha puntualmente sottolineato il consiglio di amministrazione di Endesa, l'Opa è difficilmente compatibile con il regime regolatorio e della concorrenza, tanto nazionale quanto comunitario, ed esistono fondati rischi non preventivabili che tale operazione arrechi danni sostanziali agli azionisti di Endesa.

Di conseguenza, il consiglio di amministrazione ha avviato una serie di azioni legali a difesa dei legittimi interessi della società e dei suoi azionisti. A tutt'oggi siamo in attesa della conclusione di complessi processi che, senza dubbio, determineranno il risultato dell'operazione e in particolare del ricorso presentato da Endesa al tribunale di prima istanza dell'Unione europea di Lussemburgo, a se-

guito della decisione della Commissione di non riconoscere la dimensione comunitaria dell'operazione.

In conclusione, penso che possiamo dire con certezza che il processo di liberalizzazione avviato nel 1999 ha avuto un esito molto positivo. Il parco di produzione del sistema-Italia è oggi decisamente più efficiente e garantisce in maniera più adeguata la capacità produttiva per il fabbisogno del paese. Va anche evidenziato come l'elevato costo del combustibile mascheri in questa fase i reali benefici apportati dalla liberalizzazione del mercato. Tuttavia ci troviamo all'interno di un percorso non del tutto concluso e caratterizzato da due pericoli non trascurabili: il primo è rappresentato dalla compagine societaria pubblica che caratterizza Edipower, motivo per cui auspichiamo la vendita di Edipower da parte di Edison ad AEM Milano; il secondo pericolo è rappresentato dall'Opa di Gas Natural su Endesa che, se dovesse andare avanti congiuntamente al piano industriale della prima, finirebbe per compromettere il consolidamento della concorrenza nel settore elettrico italiano.

Ritengo che sia necessario rafforzare ulteriormente la struttura competitiva del mercato, delineando tre o quattro grandi operatori in grado di garantire una reale concorrenza in tutte le aree del paese e in tutte le differenti fasce orarie della domanda.

PRESIDENTE. Ringrazio il presidente Olmos per la relazione e do la parola ai colleghi che intendono porre quesiti o formulare osservazioni.

STEFANO SAGLIA. Intervengo brevemente, anche se credo che questa sia una delle audizioni più importanti per l'indagine che, come ricordiamo, ha obiettivi di trasparenza per quanto attiene ai prezzi, ma vuole anche chiarire gli assetti proprietari che si vanno configurando in Europa e in Italia.

La domanda è molto semplice: Endesa continua a considerare ostile l'Opa di Gas Natural o la giudica amichevole?

Vorrei aggiungere una considerazione. Mi fa piacere avere ascoltato le parole del presidente Olmos rispetto al mercato italiano e alla prospettiva dell'Opa di Gas Natural su Endesa: credo che questo argomento dovrebbe essere all'attenzione del Governo e del Parlamento italiani e di tutte le istituzioni. La prima GenCo, assegnata a Endesa ad un prezzo considerevole, come veniva ricordato, ha creato Endesa Italia, cioè un operatore significativo nel mercato. Se si profilasse una frammentazione di questa società, ciò graverebbe pesantemente sulla concorrenza del nostro paese e si costruirebbe un mercato elettrico con un gigante, con un operatore di taglio medio e con molti nani. Quindi, di fatto, la concorrenza sarebbe assolutamente inesistente.

Credo che questo sia un elemento molto importante e che la politica italiana dovrebbe intervenire con forza nei confronti del Governo spagnolo e di Bruxelles, per affermare con determinazione che questa azienda, al di là di chi dovrà prevalere nella gara legittima delle Opa, debba rimanere unitaria. Non mi pare assolutamente condivisibile l'ipotesi che Gas Natural decida di cedere degli *asset* a Iberdrola, compiendo un'operazione di mercato non trasparente.

ERMINIO ANGELO QUARTIANI. Ringrazio il presidente Olmos. Credo che il quadro tracciato ci consenta di assumere informazioni e valutazioni che spesso non sono collimanti con quelle di altri operatori italiani, relativamente al processo di liberalizzazione che si è andato a determinare nel nostro paese. Si tratta di operatori rilevanti, che non operano solo nel settore dell'energia elettrica ma anche in quello del gas. Sappiamo ormai questi due ambiti sono completamente collegati, soprattutto in Italia, visto che il gas sta diventando il combustibile di transizione e sta sostituendo abbondantemente l'olio combustibile. Quindi, sul mercato europeo stanno assumendo sempre più importanza strategica le società che trattano il gas e ciò ha una rilevante ripercussione sulle società e gli operatori che agiscono prin-

cialmente nel campo della generazione elettrica. Penso che le istituzioni a livello europeo, la Commissione europea e l'Antitrust europeo, debbano occuparsi sempre più della questione della rilevanza del gas — anche nella fase di transizione europea, non solo in quella italiana — nella sostituzione del *mix* di combustibili europei per quanto riguarda gli idrocarburi. Quindi, convengo sul fatto che la questione Endesa non possa essere trattata a livello di un singolo mercato interno.

A questo riguardo, lei ci ha segnalato un pericolo: la predominanza del capitale pubblico all'interno della « nuova Edison », se possiamo chiamarla così. Ritenete rilevante per l'evoluzione del settore elettrico nel mercato italiano ed europeo che a un soggetto ormai non più italiano ma italo-francese, come l'EDF-AEM Edison si debba proporre la possibilità di una separazione rispetto all'ex GenCo? Per fare un'operazione di tipo diverso, che in questo caso riguarderebbe AEM sul versante Edipower, ASM sul versante Endesa Italia e in rapporto all'evoluzione dell'assetto proprietario di Endesa Italia in caso di Opa e addirittura dell'intervento di Iberdrola sul mercato italiano (si tratterebbe di un *asset* alienato all'interno dell'Opa nella seconda fase, come lei ha illustrato), occorre che il Governo e il Parlamento italiano superino la vecchia norma che impedisce alle società pubbliche di andare oltre il 30 per cento di proprietà delle ex GenCo. La domanda è rivolta a lei ma riguarda anche la presenza di capitali pubblici, se capitali pubblici si possono considerare quelli di società che vedono o vedevano la presenza dei comuni; sicuramente è molto più « pubblica » la presenza dello Stato per l'85 o il 90 per cento nella società che domina il mercato, (in questo caso francese). Probabilmente uno dei modi per difendere la liberalizzazione in Italia è quello di procedere rapidamente al superamento del limite del 30 per cento nelle ex GenCo.

MASSIMO POLLEDRI. Anche io ringrazio il dottor Olmos sia per l'esposizione sia per il suo italiano che, secondo me, migliora.

Alle domande poste dai colleghi, aggiungo alcune considerazioni. Qualora l'Opa andasse in porto, come giudicherebbe la sicurezza degli investimenti di Endesa Italia nel nostro paese? Gli aumenti della capacità di produzione e gli investimenti consistenti stanno a cuore a tutti e rappresentano una preoccupazione di questo Governo.

La seconda osservazione riguarda l'ambito del gas, quindi il rigassificatore. È vostra intenzione continuare a portarlo avanti? L'interesse nel gas come si concretizza, visto che in questa audizione abbiamo sentito più parti lamentarsi dell'insufficienza dell'offerta e della necessità di aumentare la liberalizzazione?

PRESIDENTE. Do la parola al dottor Olmos per la replica.

CLAVIJO JESUS OLMOS, *Presidente di Endesa*. L'onorevole Saglia domandava se l'Opa fosse « ostile » o « amichevole ».

PRESIDENTE. Chiedeva se fosse « amichevolmente ostile » o « ostilmente amichevole ».

CLAVIJO JESUS OLMOS, *Presidente di Endesa*. È ancora « ostilmente ostile », non c'è stato nessun cambiamento dal suo inizio.

L'onorevole Quartiani e l'onorevole Polledri parlavano del gas. Per noi non cambia niente e continuiamo a portare avanti tutti i nostri piani e progetti: investimenti in cicli combinati, eolico e gas. Siamo interessati al progetto di Livorno, per 4 bcm, che è molto vicino alla conclusione. Potremo cominciare a realizzarlo nei primi mesi del 2006 e renderlo operativo per il 2008. Sponsorizziamo anche un progetto a Trieste, insieme alla regione Friuli-Venezia Giulia: si tratta di un progetto *offshore* che dispone di tutto l'appoggio locale. Pensiamo che in un arco di

tempo un po' più lungo potremo portare avanti questo progetto di 8 bcm di capacità.

Anche noi siamo interessati all'ampliamento della capacità di importazione di gas attraverso il tubo. Siamo molto dispiaciuti per l'esito della gara di assegnazione della nuova capacità del TTCP. Per noi è stato un dispiacere e stiamo cercando di capire se vi sia la possibilità di un ricorso rispetto non alla procedura, che è stata pulita, ma all'esito: alla fine è stato il monopolista Sonatrach a decidere.

L'onorevole Polledri ha chiesto chiarimenti circa la sicurezza o il rischio per i nuovi investimenti nel caso in cui l'Opa andasse avanti. In merito a ciò non so rispondere. A mio avviso, la verità è che Gas Natural sarà una società molto indebitata dopo l'Opa: non so se l'Italia sarà il suo primo obiettivo di crescita, come è stato per Endesa.

L'onorevole Quartiani parlava del tetto del 30 per cento. Dal nostro punto di vista il processo di vendita di Edipower non è stato giusto (nel 2001, non adesso). Se adesso si elevasse il tetto del 30 per cento, il problema non svanirebbe. La questione è che nel 2001 Edipower è stata venduta a una società pubblica, mentre la legge prevedeva il contrario. Quindi, il punto è il processo di vendita attuato nel 2001 e non la situazione attuale: noi sosteniamo che in quel momento EDF era già il futuro controllore di Edison, quindi il capitale di Edison era pubblico e, pertanto, non poteva essere parte del processo di vendita di Edipower.

Per concludere mi rivolgo nuovamente all'onorevole Saglia: l'Opa continua ad essere « ostilmente ostile ».

PRESIDENTE. Ringrazio il presidente Olmos e dichiaro conclusa l'audizione.

Audizione di rappresentanti di ASM Brescia SpA.

PRESIDENTE. L'ordine del giorno reca, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sulle prospettive degli assetti proprietari delle

imprese energetiche e sui prezzi dell'energia in Italia, l'audizione di rappresentanti di ASM Brescia SpA. Sono presenti il presidente, ingegner Renzo Capra, il direttore dello sviluppo strategico, ingegner Paolo Rosetti, e il condirettore generale di Federutility, ingegner Giorgio Soldadino.

Ringrazio il presidente Capra e gli do la parola per la sua relazione.

RENZO CAPRA, Presidente di ASM Brescia SpA. Ringrazio il presidente e i componenti della Commissione per avermi invitato a questa audizione, che ritengo un'occasione molto importante. Cercherò di essere breve, visto che abbiamo poco tempo a disposizione.

Il mercato energetico dovrebbe cercare di evitare il formarsi di un oligopolio di grandi operatori internazionali che noi, vi assicuro, sentiamo sempre più incombenti. 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, indispensabili per tanti motivi. Con le linee interne non andremo molto lontano.

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 (noi abbiamo il 20 per cento). La situazione è rischiosa a causa dell'Opa in corso che però non si sa bene come andrà a finire: ostile, non ostile, amichevole. Tutte le Opa sono operazioni fortemente destabilizzanti e non so se facciano bene al nostro mercato che è in via di formazione. L'importante è che non si arrivi ad un frazionamento perché da terzo *player* (dopo Enel ed Edison) qual è ora, Endesa diventerebbe uno dei tanti operatori. Il mercato italiano verrebbe privato così di un operatore importante: piuttosto che toglierne uno sarebbe preferibile aggiungere un altro, per tante ragioni. La dimensione va mantenuta e casomai accresciuta.

Come ASM, siamo fortemente determinati — e speriamo di non essere velleitari

— a mantenere Endesa nella sua attuale consistenza, integra e siamo disponibili ad acquisirla, come abbiamo lasciato intendere con il benessere del consiglio di amministrazione, che di questo argomento ha parlato diverse volte. Si tratta dell'operazione più importante che abbiamo mai affrontato e per la quale abbiamo fortemente bisogno di un sostegno in Italia. Naturalmente, per fare questo, bisogna superare il limite del 30 per cento di proprietà pubblica, previsto dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri dell'8 novembre 2000.

Quanto al mercato elettrico, siamo di fronte a due andamenti contrastanti che si sono esplicitati nell'ultimo mese e mezzo. I consumi elettrici sono relativamente calati: sono cresciuti solamente nel terziario e nel domestico, mentre nell'industriale sono calati, ancorché la crescita è stata dello 0,8 per cento quest'anno e per l'anno futuro sarà dell'1,3 per cento. Rispetto alle previsioni del 2001, la crescita è stata molto inferiore. Invece è cresciuta molto la nuova potenza installata: 7000 megawatt (più del 10 per cento della preesistente) che sembra si raddoppieranno entro il 2007. Si tratta di un fatto positivo, anche perché si è qualificato con rendimenti più elevati e con un'efficienza maggiore. Negli ultimi mesi, soprattutto verso la fine di novembre (il 30 novembre scadeva la possibilità di fare contratti bilaterali), il prezzo è sceso a 5 euro a megawattora, mentre l'acquirente unico ha dato luogo finalmente a riduzioni del 9 per cento. Le gare sono state vinte quasi tutte dall'Enel; poche da noi e qualcuna da Endesa Italia, con cui abbiamo qualche rapporto.

L'allocazione territoriale di numerose centrali ha dato risultati positivi quando il gestore era unico. Come in ogni città, abbiamo i pozzi ma anche la rete dell'acqua e, quindi, sappiamo quale pozzo è delicato ai fini della rete. Con la liberalizzazione, questa situazione è venuta meno. Si può anche pensare che qualcuno ne approfitti, ma certamente, in un regime liberistico della centrale, la rete di trasporto deve essere molto più grande, altrimenti non può non intervenire sulle

centrali inefficienti, fuori mercato e magari dislocate altrove. Sappiamo bene che il prezzo della corrente domenica notte qualche volta scende, con mia grande soddisfazione di cittadino, rispetto alle Borse d'oltralpe, ma ciò si verifica solo quando i carichi sono relativamente bassi e non dobbiamo impiegare le vecchie centrali che hanno costi elevati.

Sul tema della distribuzione, ritengo che 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. La distribuzione è un'attività regolata in regime di concessione trentennale dallo Stato: 80 per cento a Enel e 20 per cento alle municipalizzate. Aspettiamo ancora l'entrata in vigore della nuova direttiva (la n. 54 del 2003), che fa chiarezza nel settore. Nel 2005 siamo entrati nel secondo quadriennio di regolazione con un *price cap* del 4,5 per cento all'anno che obbliga distributori a ricercare la massima efficienza. Se non si vogliono differire i programmi di manutenzione, si deve tenere conto che la durata residua (25 anni) permette di fare investimenti ampiamente recuperabili in operazioni di telegestione, telecontrollo e razionalizzazione delle reti. Con la rete acquistata da Enel stiamo facendo una grossa operazione di razionalizzazione: a Pasqua i contatori elettronici saranno su tutti i nostri 220-230 mila utenti e saranno collegati a dei concentratori nella cabina media e bassa, dove con doppiini telefonici andranno direttamente alla bollettazione e al *call center*. In questo modo l'utente potrà telefonare chiedendo il suo consumo e avrà una risposta in tempo reale, piuttosto che una stima in base all'anno precedente. Questi contatori elettronici possono essere installati persino sull'Adamello: prima eravamo presenti solo in città, ora sappiamo quali sono le differenze che comporta un impianto a 2.000 o 3.000 metri di altezza e siamo arrivati fino al vecchio confine con il Trentino e alla Riviera del Garda. In molti comuni di montagna quando nevica non si può aspettare che gli utenti telefonino — tra l'altro

non tutti gli abitanti di quelle zone hanno il telefono — ma bisogna fare in modo che un contatore elettronico trasmetta il segnale in assenza di tensione. È una ristrutturazione che stiamo studiando fortemente e su cui si investiranno dei soldi per migliorare la qualità e la sicurezza del servizio, e non solo.

Per quanto riguarda la distribuzione, dobbiamo realizzare il risparmio energetico, i cosiddetti «certificati bianchi» — che saranno interessanti dal punto di vista economico — così come la minigenerazione distribuita. Io sarei contrario, ma visto come è finita — direi bene — la gara attuale per i fotovoltaici, credo che ce ne saranno sempre più. Il carattere della rete cambia, considerato che eravamo abituati solo ad utenze passive.

Dunque, razionalizzazione e cambiamento per il futuro sono due aspetti dai quali non si può prescindere: si tratta di investimenti che saranno attuati nei 25 anni che ci rimangono.

Per quanto attiene al mercato del gas, è inutile parlare di approvvigionamento finché non cambia qualcosa.

La distribuzione del gas rappresenta un nodo non piccolo su cui ci sarebbe da dire qualcosa anche oggi, ma credo che ne abbiate già sentito parlare. La distribuzione del gas 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. D'altro canto, la nostra funzione non è quella di guadagnare soldi e distribuirli; ma è quella di gestire la distribuzione.

La durata della concessione nel transitorio è molto breve e si espleta tramite gare formali. Il decreto Marzano, accettato con molti dubbi, induceva alla razionalizzazione della rete, che adesso è a macchia di leopardo (nell'*hinterland* di Salerno, come nel chietino). Il fattore economico prevalente della gara è la quota dei comuni; non esiste una norma che la preveda ma di fatto consiste in un ammontare del vincolo di ricavi nella distribuzione attestata tra il 40 e il 70 per cento, ma in

alcuni casi è arrivata anche all'80-90 per cento. Laddove sono state raggiunte queste percentuali e la distribuzione del gas è una concessione comunale, non statale, non so come sarà possibile chiudere il bilancio in positivo, facendo manutenzione e garantendo la sicurezza. Certamente non verrà raggiunta la redditività prevista dal regolatore, cioè circa il 6-7 per cento della RAB.

La precarietà, la breve durata della concessione e la scarsa futura redditività non favoriscono gli investimenti di ampliamento e neppure l'innovazione, come ad esempio la telegestione. I contatori di gas sono ancora quelli vecchi, meccanici, non adatti alla telelettura. Bisogna cambiarli, spendere dei soldi; d'altro canto le ditte non li costruiscono perché non vengono richiesti. Da un paio di anni non ci occupiamo più dell'acquisto di altre reti, per cui continuano ad esistere alcune centinaia di piccole imprese. Interventi in questo campo migliorerebbero la funzionalità a favore dell'utente; il telecontrollo poi ridurrebbe la manodopera che per la distribuzione del gas occupa quasi il 40 per cento dei costi. È un problema che va evidenziato con franchezza: se non interverrà un provvedimento o una interpretazione migliorativa, anche la stessa manutenzione — l'ho già detto e lo ripeto — potrebbe essere compromessa (naturalmente non mi riferisco alla manutenzione attinente alla sicurezza). È una situazione insostenibile. A questo riguardo lo IEFE ha condotto uno studio — che non cito ma è a disposizione — su tutti i paesi membri della UE. Nessuno ha sostenuto una gara formale; la durata della concessione minima è di vent'anni e il corrispettivo per il concedente, se c'è, va in tariffa oppure a beneficio del cliente finale e non del comune, che certamente non è deputato a ciò.

Il Ministero delle attività produttive, sia con la circolare interpretativa della legge Marzano dello scorso novembre, sia con una risposta data all'onorevole Polledri — mi dispiace che sia uscito e che, quindi, non possa sentirmi —, ha precisato che non è scritto da nessuna parte che il

comune si prenda quella grossa parte del corrispettivo, che dovrebbe andare al gestore. Lo dice chiaramente — ho i documenti e se volete posso consegnarvi — nella risposta data in Parlamento, un atto istituzionale dello scorso giugno.

Per quanto concerne la Borsa, il mercato nel corrente anno si è sviluppato su entrambi i servizi, elettricità e gas. La Borsa elettrica va bene, speriamo che si completi anche nella fase degli acquisti e, ancor meglio, in quella della vendita. Il servizio gas presenta alcune precarietà cui accennavo prima e alcune peculiarità che rendono necessario pensare all'utenza di massa. Teniamo conto che mentre il settore elettrico ha una maggioranza di piccoli utenti, l'utenza del gas è prevalentemente composta da grossi clienti, che hanno una forte capacità contrattuale.

PRESIDENTE. Ringrazio il presidente Capra e do la parola ai colleghi che intendono porre quesiti o formulare osservazioni.

ERMINIO ANGELO QUARTIANI. Vorrei porre due domande. Cosa ne pensa di una possibile collaborazione tra AEM e ASM, soprattutto di carattere industriale, prima che finanziario? Per quanto riguarda il 30 per cento delle GenCo, secondo lei è funzionale alla possibilità di competere con una Opa sull'eventuale parte di Iberdrola?

PRESIDENTE. Do la parola al presidente Capra per la replica.

RENZO CAPRA, *Presidente di ASM Brescia SpA*. È certamente il motivo maggiore per il quale ho interessato il Ministero delle attività produttive e il sottosegretario. Se la notizia venisse « liberalizzata », sarebbe molto meglio per la pratica attuazione dell'offerta che vogliamo fare, anche per renderla più credibile. Tra l'altro, Endesa Italia potrebbe diventare un centro

di aggregazione di altre società italiane, municipali o non: non sono un settario di una categoria.

Quanto alla prima domanda, darei la parola all'ingegner Rosetti.

PRESIDENTE. La prima domanda era riferita alla prospettiva tra ASM e AEM di Milano. Il fatto che l'ingegner Capra non risponda è emblematico.

RENZO CAPRA, *Presidente di ASM Brescia SpA*. No, è il contrario.

PRESIDENTE. Allora risponda, ingegner Capra, non è un fatto di tecnica industriale e la curiosità del collega Quartiani è stimolante.

RENZO CAPRA, *Presidente di ASM Brescia SpA*. Non ho nessuna difficoltà a rispondere. Le cose, onorevole Quartiani, vanno messe in fila e la cosa più importante è Endesa. Milano per noi lombardi è quasi un *must*; ci sarà solo da fare una trattativa lunghissima (a Bergamo ho imparato come fare) ma non sarà certo la sola! Vi posso assicurare che quelle che raccontano i giornali sono tutte storielle: io mi vedo molto spesso con Zuccoli e insieme siamo riusciti ad ottenere uno sconto per Plurigas dall'Eni. Vi assicuro che stare assieme è meglio che stare da soli, molto meglio.

PRESIDENTE. Prendiamo atto delle dichiarazioni dell'ingegner Capra e lo ringraziamo per la partecipazione.

Dichiaro conclusa l'audizione.

La seduta termina alle 17,40.

IL CONSIGLIERE CAPO DEL SERVIZIO RESOCONTI
ESTENSORE DEL PROCESSO VERBALE

DOTT. FABRIZIO FABRIZI

*Licenziato per la stampa
il 13 gennaio 2006.*

STABILIMENTI TIPOGRAFICI CARLO COLOMBO