

PRESIDENZA DEL VICEPRESIDENTE
RUGGERO RUGGERI

La seduta comincia alle 15,15.

(La Commissione approva il processo verbale della seduta precedente).

Sulla pubblicità dei lavori.

PRESIDENTE. Avverto che, se non vi sono obiezioni, la pubblicità dei lavori della seduta odierna sarà assicurata anche attraverso impianti audiovisivi a circuito chiuso.

(Così rimane stabilito).

Audizione di rappresentanti del Gestore del sistema elettrico.

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 del Gestore del sistema elettrico.

Sono presenti il presidente del Gestore del sistema elettrico, professor Carlo Andrea Bollino, il direttore dell'area operativa, dottor Gerardo Montanino, il direttore delle relazioni istituzionali e comunicazione, dottor Fabrizio Tomada, il direttore dell'area amministrazione, finanza e controllo, dottor Giorgio Anserini.

Nel ringraziare tutti per la loro autorevole presenza, prego il presidente Bollino di illustrare la sua relazione.

CARLO ANDREA BOLLINO, *Presidente del Gestore del sistema elettrico*. Signor presidente, è un onore per noi essere qui,

come rappresentanti del Gestore del sistema elettrico (GRTN). Peraltro, è la prima volta che veniamo auditi nella nostra nuova funzione.

Il Gestore del sistema elettrico origina sostanzialmente — come dalla memoria scritta, che mi sono permesso di consegnare per lasciarla agli atti e alla consultazione della Commissione — il primo novembre 2005, come soggetto derivante dalla vendita del ramo di azienda della gestione della rete elettrica Terna. Ciò in ossequio e in ottemperanza a decreti attuativi di una legge del Parlamento, che chiaramente ha visto questa Commissione autorevole protagonista di un beneficio per il sistema elettrico nel suo complesso: la maggiore efficienza nella gestione quotidiana e negli investimenti del sistema elettrico come trasmissione e la focalizzazione del Gestore del sistema elettrico su tutta la filiera economica al servizio del bene pubblico, ossia dell'incentivazione delle fonti rinnovabili, della gestione e predisposizione delle piattaforme informatiche per il mercato elettrico (sia Borsa quotidiana e orario dell'energia, sia i titoli di efficienza energetica, certificati verdi e quant'altro), nonché — *last but not least* — la funzione, sempre affidata a GRTN tramite una società consociata acquirente unico, di difesa e tutela delle famiglie deboli, in questa fase di transizione della liberalizzazione, per quello che riguarda l'acquisto di energia elettrica.

Questo è un momento cruciale per il settore elettrico, ma anche energetico, del paese, considerando le problematiche del gas e dei prezzi dell'energia. Un momento nel quale scelte concrete sono state elaborate, secondo la nostra opinione, con saggezza, determinazione, competenza e lungimiranza da tutti i soggetti interessati,

in particolare il Parlamento, per dare all'Italia la possibilità di affrontare il futuro con maggiore sicurezza, guardando all'Europa e considerando, sin da subito, le strategicità delle problematiche di approvvigionamento.

Occorre individuare quali fonti privilegiare e quali no — questo non significa abbandonarle, ma, come ho detto, non privilegiarle —, in maniera tale da avere un'ottica strategica che tenga conto delle possibilità endogene del paese. Intendo dire che occorre considerare non solo le materie prime importate, ma anche l'energia rinnovabile.

Le indicazioni che riceviamo dal Governo e, tramite il Parlamento, le indicazioni del quadro legislativo, a nostro giudizio, vanno in questa direzione. Vigilare sul fronte geopolitico e guardare le fonti nel miglior rapporto costi-benefici significa integrarle nel loro impatto ambientale.

Abbandono la traccia scritta per non annoiarvi elencando i compiti di GRTN. Mi limito a ricordare che, con una compagine di circa 300 persone al servizio della collettività, GRTN fattura circa sei miliardi di euro (chiaramente, tali risorse derivano dalle partite passanti connesse con l'incentivazione del CIP 6 e la gestione dei certificati verdi) con una scrupolosità ed efficienza aziendale che i miei direttori sono qui a testimoniare.

I nuovi compiti attribuiti al GRTN si muovono, in questo momento, lungo due direttrici, sempre al servizio della collettività. La prima riguarda la gestione del conto energia per l'incentivazione del fotovoltaico; la seconda riguarda il problema della cartolarizzazione, disciplinata con il decreto-legge 10 gennaio 2006, n. 4, all'articolo 20 (segnatamente, commi da 1 a 8) e con le ulteriori prospettive di *buy out*, ossia anticipo della corresponsione di alcuni crediti ai proprietari di impianti CIP 6 (comma 8 e successivi dello stesso articolo 20).

Perché ritengo il conto energia della tariffa fotovoltaica cruciale per la politica energetica del paese? La mia riflessione, che offro alla vostra considerazione, è che

in Italia, per la prima volta in maniera completa — secondo la migliore pratica internazionale, la *feed-in tariff* —, abbiamo disegnato un meccanismo che ha portato il consenso virtuoso di tutti gli *stakeholders* o parti in causa: i produttori, i consumatori, gli enti locali, gli amministratori della cosa pubblica, le associazioni di categoria e, perché no, le associazioni dei consumatori e la parte più attiva del movimentismo politico (ad esempio, le associazioni ambientaliste).

C'è un coro unanime di « sì » a questa attività. Tuttavia guardando nel giardino del vicino, senza essere invadente, vorrei ricordare quanti « no » abbiamo conosciuto in merito alle problematiche delle centrali, dei rigassificatori, della TAV, dei tralicci, della realizzazione di altre grandi opere infrastrutturali o manufatte necessarie al paese.

Sottolineo la positività dell'incentivazione del conto energia, perché il cittadino è posto in maniera consapevole al centro della decisione; è lui che investe, è lui che dimensiona l'impianto. Il cittadino, altresì, ha la certezza tramite la legislazione Governativa, e attraverso il Gestore del sistema elettrico, di avere l'incentivazione che gli serve per ripagare l'investimento, in una prima fase della sua vita, e poi ottenere il beneficio, certo e sicuro, nella seconda fase della vita.

Si tratta, dunque, di una scelta che mette il cittadino consapevole al centro di una politica ambientale, che permette di avere un ritorno, quello dell'utilizzo di una fonte ecocompatibile, come il fotovoltaico, in maniera economicamente convincente.

Mi permetto di sottoporre alla vostra attenzione alcuni dati, che, peraltro, sono riportati nella relazione che vi consegno. Nel primo trimestre, abbiamo ricevuto 2.872 richieste che abbiamo esaudito nei tempi e nei modi previsti dal decreto. Potreste osservare che era nostro dovere farlo, e questo è vero, ma vorrei sottolineare che lo sforzo eccezionale compiuto al fine di allestire un'attività di questo genere in pochissimo tempo va a merito, ancora una volta, delle nostre strutture aziendali, in particolare dei direttori pre-

senti. È stato possibile, dunque, realizzare questa attività, ancorché con sforzo, nei tempi previsti. Ciò ha creato fiducia nei cittadini. Vi ricordo che è all'esame della Conferenza Stato-regioni un decreto che dovrebbe ulteriormente ampliare, lungo questa direttrice, la promozione del fotovoltaico.

I megawatt coinvolti sono poche centinaia, pochi, dunque, rispetto al fabbisogno del paese. Tuttavia, è la modalità che, essendo di consenso, può costituire un utile caso di studio per creare una *best practice*, ossia una pratica ottimale da utilizzare per ulteriori interventi nel campo energetico, di cui tanto ha bisogno. Ricordo brevemente che una notizia dell'ANSA, oggi, riporta le parole del presidente della Confindustria, Montezemolo, che afferma che c'è ancora bisogno di fare tanto nell'energia. Aggiungo una considerazione: c'è bisogno di fare ancora tanto, ma si è già fatto molto, con il cosiddetto decreto «sbloccacentrali», (conosciuto come decreto Marzano), con la legge anti *black-out* (la n. 290 del 2003), con gli ulteriori due decreti-legge del ministro Scajola. Il tutto è avvenuto con una continuità che questa Commissione ha sostenuto sempre attenta al servizio del paese. Questa è la mia considerazione, da cittadino che osserva il proprio Parlamento al lavoro.

Passo brevemente alla questione della cartolarizzazione. Ricordo che abbiamo svolto un'analisi prima che diventasse legge dello Stato il decreto-legge che ci impone degli obblighi di esecuzione o ci dà la facoltà di eseguire le direttive dei due ministeri interessati (attività produttive ed economia e finanze), sentita l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas.

In questo momento, abbiamo di fronte una partita che può valere da 1,5 a 3 miliardi di euro, che consentirebbe di stabilizzare un profilo triangolare nel tempo — molto oggi e poco fra dieci anni —, con un beneficio immediato per i consumatori, che oggi non pagando la bolletta, avrebbero una maggiore disponibilità di reddito e in periodi futuri vedrebbero naturalmente diminuire l'onere.

È un'operazione che data l'entità (non quella che ho detto, ma quella che andrebbe a ricadere sulle singole famiglie) possiamo considerare, a beneficio della collettività, come un'operazione di credito al consumo. È come prestare una certa cifra al consumatore (quei 10 o 50 euro che non paga subito in bolletta), che può restituirla, in comode rate, negli anni futuri.

Questo è un beneficio, un sostegno al reddito, ma soprattutto, trattandosi di una stabilizzazione, ossia di un'omogeneizzazione del profilo temporale, è un'operazione che dà alle famiglie maggiore certezza dell'onere relativo al CIP 6 e che, quindi, economicamente parlando è vantaggiosa. Lo insegnerebbe anche il premio Nobel Modigliani, con la sua idea di stabilizzazione del reddito per far ripartire la crescita e i consumi.

Anche questa è una piccola cosa — non saranno certo quei 10 euro che vengono restituiti alla famiglia che faranno riprendere il tasso di crescita dell'economia —, ma è mia opinione (come sapete, sono professore di economia) che questa scelta vada nella direzione giusta e che valga la pena di studiarla.

Ci siamo attrezzati, naturalmente, con una gara trasparente, per avere un *advisor* che possa mettere al servizio della collettività un'operazione di cartolarizzazione, così come ci ha suggerito, portandoci per mano, il Ministero dell'economia e delle finanze, che di questo tipo di operazioni, ovviamente, è maestro. Possiamo, dunque, definire questa operazione a favore della collettività.

Tecnicamente, il prestito viene restituito all'Autorità, ossia al conto A3, che, quindi, lo restituisce in bolletta. Secondo una simulazione del tutto prudentiale, a parità di condizioni esterne, questa operazione, se va in porto nei prossimi mesi, potrebbe portare addirittura ad una riduzione della tariffa elettrica entro il 1° aprile (come sapete, c'è stato un aumento il 31 dicembre, previsto dall'Autorità per l'energia e il gas). Quindi a parità di condizioni del prezzo del petrolio (quindi, senza altre crisi) questa operazione po-

trebbe portare ad una piccola riduzione (sempre negli ambiti percentuali dell'1 o 2 per cento, che sono le tipiche fluttuazioni alle quali l'Autorità ha abituato il consumatore). Questo sarebbe un ulteriore segnale di aiuto e sostegno al paese.

Dal punto di vista dell'assetto proprietario, come ho detto, il Gestore fa capo al Ministero dell'economia e delle finanze ed è soggetto agli indirizzi del Ministero delle attività produttive.

PRESIDENTE. Ringrazio il presidente Bollino, che è stato perfetto rispetto ai tempi ed ha svolto una relazione molto lucida.

Do la parola ai colleghi che intendano porre quesiti o formulare osservazioni.

LUIGI D'AGRÒ. Innanzitutto, ringrazio il professor Bollino. Mi interessa sapere se sulla microgenerazione ci sia la necessità di un intervento normativo diverso rispetto a quello esistente, sapendo perfettamente che la microgenerazione, per alcuni aspetti, è stata bloccata in termini di capacità di evoluzione nel sistema Italia.

Il mondo delle imprese sulla microgenerazione si trova in una situazione di grande difficoltà. Vorremmo capire, dunque, se sia possibile prevedere un impianto normativo diverso per aiutare fortemente l'espansione della microgenerazione in Italia.

In secondo luogo, va benissimo la cartolarizzazione dei crediti relativi alla componente tariffaria A3. Ora, trattandosi di crediti al consumo e avendo visto che in questo paese i crediti al consumo hanno generato — mi riferisco inevitabilmente ai crediti che sono stati sviluppati in questi anni nel sistema del commercio tradizionale — un problema di usura, non vorrei che anche questo, alla lunga, fosse un elemento per generare nelle famiglie una necessità di denaro liquido.

Questo è il problema, ma siamo ben felici, in questa fase delicata dal punto di vista del costo energetico, di aiutare le famiglie attraverso la cartolarizzazione.

CARLO ANDREA BOLLINO, Presidente del Gestore del sistema elettrico. Mi per-

metto di rispondere, innanzitutto, alla seconda domanda per passare poi brevemente alla prima.

Mi scuso per non aver precisato che per l'operazione finanziaria di cartolarizzazione, abbiamo, come *input* dal ministero, la possibilità di utilizzare il massimo *rating* (il cosiddetto « triplo A »), che è l'obiettivo che abbiamo posto alle banche. Ciò significa che il tasso d'interesse di questa operazione, che ho banalmente tentato di assimilare al credito al consumo, è sicuramente inferiore a quello che chiunque altro potrebbe avere.

Prendendo a prestito una cifra rilevante e avendo la certezza amministrativa della gestione della tariffa A3 da parte dell'Autorità, il rischio è basso e questo beneficio si riflette completamente sul consumatore. Il pericolo da lei paventato, onorevole D'Agrò, sicuramente non esiste.

Per quanto riguarda la generazione distribuita, oltre che di un nuovo impianto normativo — potremmo anche inviare delle memorie alla Commissione su questo argomento, consultando i migliori esperti —, essa ha bisogno, sicuramente, di una nuova cultura.

Il sistema elettrico tradizionale è concepito per partire dall'alto (grandi centrali), avere carichi passivi, dal lato del consumo, e trasportare energia verso il basso. Con la generazione distribuita o la microgenerazione si pone, invece, il problema della condivisione della generazione sul territorio, che, quindi, crea un rapporto attivo-passivo, ossia piccoli generatori e piccoli consumi distribuiti sul territorio. Questo deve prevedere (lo diremo ai colleghi di Terna) una nuova filosofia di impostazione e di gestione, secondo le nuove pratiche note a livello internazionale.

Dal punto di vista normativo, cosa si può incentivare?

LUIGI D'AGRÒ. Sì, si tratta appunto di un'incentivazione.

PRESIDENTE. Scusi, abbiamo pochissimo tempo.

CARLO ANDREA BOLLINO, *Presidente del Gestore del sistema elettrico*. Con i certificati verdi si possono incentivare impianti anche di pochi kilowatt. Naturalmente, ricordiamo che il certificato verde, in questo momento — questo è il ripensamento per il futuro —, ha una taglia unitaria, sia di dimensioni (50 megawattora), sia di costo. È come fornire una banconota da 50 euro a tutti gli italiani e dire loro che, per il resto, possono arrangiarsi. Occorrerebbe verificare, in una previsione futura tutta da studiare (mi avventuro in questa ipotesi solo perché sollecitato dalla sua domanda), se esistano anche certificati verde chiaro e verde scuro, mirati in maniera tale che l'incentivo sia commisurato alla tipologia della fonte che ne beneficia.

In questo caso, come avrebbe detto il nostro ministro dell'economia e delle finanze, avremmo messo finalmente una « banconota da 1 euro » nelle tasche degli italiani, per meglio capire il valore dei soldi.

ERMINIO ANGELO QUARTIANI. Rinuncio alle domande, per rispettare i tempi previsti per questa audizione, e mi limito a chiedere un semplice chiarimento.

Leggendo i dati e ascoltando la relazione — colgo l'occasione per ringraziare il presidente Bollino —, notiamo che, nell'ambito della cartolarizzazione, abbiamo impegnato, sostanzialmente ingessandoli, CIP 6 da fonti assimilate pari all'80 per cento del totale, il che, evidentemente, impedisce di fare qualsiasi altra operazione in questo settore.

In secondo luogo, nella tabella che attiene alla comparazione delle fonti rinnovabili negli anni 2003-2004, si nota un incremento dell'idrico, che supera il 40 per cento. Credo di capire che in questa quantità è compreso anche il grande idroelettrico. Evidentemente, stiamo parlando di un'attività in cui siamo maestri, ma che, dal punto di vista dell'evoluzione, è talmente matura che non può crescere.

MASSIMO POLLEDRI. Dopo aver formulato i ringraziamenti di rito del tutto sinceri, passo velocemente alle domande.

Mi sembra si possa parlare di compiti di qualificazione e quasi ispettivi. Può precisare meglio la qualificazione? Attraverso le verifiche annuali, si può effettuare una funzione di controllo? Per quanto riguarda l'autoconsumo del CIP 6, la quota di energia dei titolati si può verificare? Questo aspetto può essere normato o no? Insomma, qualcuno può vendere energia per il CIP 6 e comprare ad un prezzo minore quella che utilizza. È possibile verificare questo aspetto?

SERGIO GAMBINI. La mia domanda è relativa al decreto-legge 11 gennaio 2006, n. 4, pubblicato sulla *Gazzetta Ufficiale* e che dovrà essere convertito in legge dal Parlamento. Dunque sarebbe interessante sapere se dobbiamo intervenire o meno. Mi riferisco, in particolare, all'articolo 20, comma 8, che prevede il meccanismo del *buy out* per sostenere la cartolarizzazione.

Al comma 8 si fa riferimento all'articolo 3, comma 12, secondo periodo, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, che prevede le cosiddette eccedenze delle fonti rinnovabili e non dell'insieme delle fattispecie, che sono riportate nel comma 12.

Sono curioso di sapere se si tratti di un errore. In tal caso, sarebbe opportuno correggerlo, poiché ciò restringerebbe in maniera consistente la possibilità di realizzare il *buy out*, così com'è previsto nel comma 8 dell'articolo 20. Nel caso si trattasse di un errore, potremmo impegnarci a presentare un emendamento (la questione è già stata sollevata nel parere della Commissione).

PRESIDENTE. Do ora la parola al presidente del Gestore del sistema elettrico per la replica.

CARLO ANDREA BOLLINO, *Presidente del Gestore del sistema elettrico*. Rispondo innanzitutto all'onorevole Quartiani. Non credo che questa operazione ingessi tutto quello che potrebbe essere realizzato in futuro.

Nei piani del Gestore del sistema elettrico GRTN, c'è anche la previsione, che vi

rappresento come ipotesi, di ottimizzazione o *energy management* degli impianti CIP 6, proprio come una nuova attività, ecocompatibile, che possa mettere a fattor comune, soprattutto per la tasca dei consumatori, una gestione ottimizzata del CIP 6.

Com'è noto, il CIP 6 produce quando vuole, avendo la priorità di dispacciamento. Se si potesse ottimizzare la produzione nei diversi momenti della giornata o in un determinato arco temporale, ciò comporterebbe per gli impianti lo stesso beneficio e per i consumatori un risparmio. Questo dimostra che non vi è un rischio di ingessamento: al contrario, c'è ancora molto da fare.

Per quello che riguarda l'autoconsumo, ciò che afferma l'onorevole Polledri è sostanzialmente corretto, ma è un problema che non ci riguarda. Tanto ci viene detto di certificare e tanto certifichiamo.

MASSIMO POLLEDRI. Non si può normare in qualche modo? Non mi sembra giusto!

CARLO ANDREA BOLLINO, *Presidente del Gestore del sistema elettrico*. No, appunto. Per quel che riguarda la richiesta dell'onorevole Gambini sull'articolo 20, comma 8, del decreto-legge che prevede il *buy out*, è importante sottolineare che non tutta l'energia futura — ovviamente, interpreto la volontà del legislatore — deve essere comprata *buy out*, ossia in anticipo, perché si crea un incentivo distorto (una sorta di *hit and run*, toccata e fuga: prendo i soldi e smetto di produrre).

Per far condividere l'incentivo e continuare a produrre nell'interesse delle fonti rinnovabili del paese, ecco che è stata prevista solo una certa quota. Credo che il secondo periodo del comma 12 dell'articolo 3 fosse stato opportunamente inserito dal legislatore proprio per porre un limite.

SERGIO GAMBINI. Volete fare il *buy out* solo sulle eccedenze.

PRESIDENTE. Ringrazio il professor Bollino a nome della Commissione e del

presidente Tabacci. Se ritenesse opportuno completare la sua esposizione oppure fornire altro materiale, ne saremo ben lieti.

CARLO ANDREA BOLLINO, *Presidente del Gestore del sistema elettrico*. Sul *buy out* ci riserviamo di inviare una nota che possa chiarire il punto riguardante le eccedenze e l'obiettivo.

PRESIDENTE. La ringrazio moltissimo e le auguro buon lavoro.

Dichiaro conclusa l'audizione.

Audizione di rappresentanti di Edison 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 Edison Spa.

Ringrazio la Edison Spa per aver accolto il nostro invito, volto ad aiutare il Parlamento ad individuare una strada per risolvere le questioni riguardanti l'energia.

Sono presenti l'amministratore delegato, dottor Umberto Quadrino, e per la direzione affari istituzionali e regolamentari l'avvocato Gilberto Nava e la dottoressa Benedetta Celata.

Vi chiedo di essere sintetici, e me ne scuso fin d'ora, in quanto abbiamo tempi strettissimi.

Invito il dottor Quadrino, amministratore delegato di Edison Spa, ad esporre quanto ritiene sugli assetti proprietari dell'impresa e sui prezzi dell'energia in Italia.

UMBERTO QUADRINO, *Amministratore delegato di Edison Spa*. Ho predisposto una presentazione che è in distribuzione e che vi invito a scorrere insieme.

Per quanto riguarda la situazione attuale del mercato elettrico, direi che siamo passati dal *black-out* dell'inizio di questo decennio ad una situazione di mercato sicuramente liquido. Non ho voluto parlare di sovrapproduzione, perché l'espressione è alquanto impopolare, ma, sicu-

mente, ci avviamo verso una situazione nella quale vengono del tutto meno i problemi di capacità produttiva.

Esaminando gli investimenti che sono stati fatti e quelli che sono pianificati di qui alla fine del decennio, parliamo complessivamente di 34 mila megawatt di nuovi investimenti, con un aumento della capacità produttiva di oltre 20 mila megawatt. L'Italia, quindi, ha aumentato la capacità produttiva dell'inizio del decennio di oltre il 30 per cento ed ha rinnovato il proprio parco di centrali per quasi il 50 per cento. È una circostanza straordinaria.

Chi ha investito più di tutti è stata la società Edison. Come vedete, il contributo della società alla capacità incrementale è di 4.700 megawatt; se si tiene conto che la Edison ha anche acquistato la seconda GenCo, il suo impegno finanziario, in questo contesto, è sicuramente superiore a quello di qualsiasi altro soggetto (compresi Enel ed ENI).

Dei 20 mila megawatt di capacità addizionale, circa 5 mila derivano da incrementi di *repowering*; i restanti da nuove produzioni di centrali *greenfield* o importazioni o investimenti in energia rinnovabile.

Dei 20 mila megawatt, metà sono già stati realizzati e 6.600 fanno riferimento a cantieri aperti, che si chiuderanno in questo decennio. In realtà, quindi, la previsione è di 4 mila megawatt. Questo significa che il programma dei 20 mila megawatt addizionali è già realizzato; semmai, possiamo correre il rischio che se ne producano in più, ma non in meno.

Cosa hanno fatto gli altri paesi, nel frattempo? Poco o nulla, in confronto all'Italia. L'Italia ha in programma di produrre 21 mila megawatt, la Spagna, forse, ne produrrà 10 mila, la Germania 6 mila, l'Inghilterra 3 mila e la Francia mille. Il programma italiano, quindi, è di gran lunga il più consistente a livello europeo.

Non c'è mai stato nella storia italiana un decennio nel quale si sono previsti investimenti così cospicui, e credo che non ci sarà mai più. Anzi, dico subito che, nel prossimo decennio, faremo meno. In que-

sto decennio abbiamo sia incrementato la capacità produttiva, per fare fronte alla domanda, sia sostituito la vecchia capacità produttiva, per far fronte ad un ritardo del rinnovo del nostro parco.

Il risultato è che, già oggi, il margine di riserva, che è la differenza tra domanda e offerta al picco della domanda, è di tutta tranquillità. Faccio notare che il gestore della rete ritiene che il 15 per cento vada bene; nel 2002-2003, quando eravamo a rischio di *black-out*, eravamo al 4-5 per cento, quindi rischiavamo, mentre nel 2006 abbiamo il 23 per cento di produzione e così per tutti gli anni del piano che abbiamo davanti a noi. Insomma, non avremo problemi di quantità di energia offerta in Italia fino alla fine del decennio, e direi anche oltre.

Questo non significa che abbiamo risolto tutti i problemi. Abbiamo risolto il problema della quantità, ma non quello del *mix*. Abbiamo fatto investimenti per sostituire l'olio con il gas: questa è stata l'operazione condotta complessivamente in Italia. È aumentata anche la quantità di carbone e aumenterà ancora di più, mentre le energie rinnovabili, *grosso modo*, sono ferme allo stesso livello.

Nel grafico potete vedere, a sinistra, la situazione dell'Italia, a destra quella dell'Unione europea. L'Italia negli anni '70 aveva molto olio ed una quantità consistente di energie rinnovabili; queste ultime non sono aumentate, perché l'idroelettrico non si può aumentare e le altre fonti danno un contributo marginale. La somma di gas e olio, nel 2002, rappresentava circa il 67 per cento della produzione; alla fine di questo periodo, tra olio e gas avremo il 62 per cento. Insomma, abbiamo trasformato gli impianti ad olio in impianti a gas. Con le trasformazioni di Porto Tolle e Torre Valdaliga, aumenteremo dal 12 al 19 per cento la produzione dal carbone. Questo è il nostro assetto.

Se guardiamo all'Europa, nel 2002 il nucleare e il carbone producevano il 63 per cento. In futuro, aumenterà la parte di cicli combinati, ma rimarrà sempre preponderante — più del 50 per cento — la produzione del carbone e del nucleare.

Questa è la grande differenza che ancora esiste fra l'Italia e il resto dell'Europa.

All'interno dell'Italia rimangono, poi, delle grandi differenze. È vero che i nuovi operatori, come noi, hanno realizzato importanti investimenti, ma li hanno fatti in cicli combinati, perché non era possibile ottenere autorizzazioni per altre fonti. Se, ad esempio, avessi potuto realizzare impianti a carbone li avrei realizzati, ma nessuno li autorizza, perché impianti a carbone attraverso centrali *greenfield* non sono pensabili in Italia. Il carbone ha una logistica difficile; gli impianti devono essere installati in prossimità del mare e nelle vicinanze di un porto per accogliere le navi. Immaginando l'antropizzazione italiana, solo chi ha già impianti localizzati in riva al mare può operare delle riconversioni a carbone.

L'Enel può permettersi una strategia a carbone, ma nessun altro può farlo in Italia, in quanto non ci sono i siti per la conversione a carbone. L'Enel, inoltre, è titolare dell'80 per cento della produzione idroelettrica italiana, perché quando ha costituito le GenCo si è guardato bene dal disinvestire in questo settore.

Cosa rimane, quindi, della situazione competitiva? La situazione prevista per il 2010 è la seguente: l'Enel è titolare del 70 per cento dell'idroelettrico italiano e quasi dell'80 per cento del carbone italiano. Rimane, quindi, una grande disparità di *mix* di fonti tra l'operatore dominante e tutti gli altri.

Il *mix* dell'Enel è bilanciato, è costituito dal 26 per cento da idroelettrico, dal 43 per cento da carbone e solo dal 22 per cento da cicli combinati; tutti gli altri concorrenti producono per il 70 per cento a cicli combinati, per il 9 per cento a carbone e per il 12 per cento idroelettrico. Come si vede, c'è una grande disparità tra i vari operatori.

Quali sono le conseguenze di questa disparità? Come dicevo, il mercato sta diventando un mercato liquido. C'è molta capacità produttiva e i cicli combinati ne soffriranno. Come priorità di dispacciamento, quindi come costo di produzione degli impianti, carbone e idro hanno un

costo più basso, perciò passano primi nel dispacciamento. A soffrirne, dunque, saranno i cicli combinati. Noi prevediamo che negli anni centrali di piano, 2008-2009, i cicli combinati del nord e del sud dell'Italia lavoreranno tra le 3 mila e le 4 mila ore, un dato negativo, perché significa un utilizzo molto scarso della capacità produttiva. È evidente che di questa situazione soffriranno prevalentemente gli operatori non Enel che hanno i cicli combinati.

Nella tabella potete vedere i costi di produzione degli impianti a carbone (a *greenfield* è puramente teorico, perché in Italia impianti di questo tipo non verranno mai autorizzati), a *brownfield* (derivanti dalla trasformazione di impianti ad olio, praticamente solo dell'Enel), dei cicli combinati e degli impianti ad olio. Questi ultimi oggi sono molto cari, quindi non dispacciano (è il motivo per il quale quasi tutti i produttori hanno dismesso gli impianti ad olio); i cicli combinati costano molto meno, ma il carbone costa ancora meno.

Si ritiene, quindi, che tra gas e carbone — dipende naturalmente dal prezzo delle *commodities* di origine — ci sia una differenza del 20-30 per cento del costo di produzione.

Naturalmente, questo scenario competitivo può essere cambiato, tenuto conto del costo delle emissioni previsto dalla seconda fase del protocollo di Kyoto. I cicli combinati hanno emissioni pari alla metà del carbone. Se, dunque, nell'assetto definitivo del protocollo di Kyoto, al carbone verranno attribuiti i costi reali delle emissioni — quindi il carbone pagherà il doppio rispetto a un ciclo combinato — il divario competitivo si dovrebbe sostanzialmente ridurre. Sottolineo questo aspetto, in quanto la tesi di chi produce energia dal carbone è che si dovrebbe ripartire il costo delle emissioni tra tutte le fonti in modo proporzionale. Questo significherebbe far pagare ai cicli combinati le maggiori emissioni del carbone. Noi riteniamo che questo non sia corretto. Chi ha il carbone ha già un grande vantaggio competitivo e non ha bisogno di ulteriori

regali da parte del legislatore. È una puntualizzazione, questa, alla quale teniamo particolarmente.

Se esaminiamo le conseguenze derivanti dal livello dei prezzi, constatiamo che la materia prima che va a finire nelle nostre centrali è aumentata più del 90 per cento e, nell'ultimo anno, media su media, del 36 per cento. Se guardiamo i dati ufficiali della Borsa, nel periodo che va dall'aprile del 2004 al dicembre del 2005, l'aumento è stato del 38 per cento e, media su media, del 13 per cento. L'aumento è stato, quindi, molto più basso dell'aumento della materia prima. Questo vuol dire che abbiamo già trasferito, di fatto, al consumatore il beneficio derivante dall'utilizzo di impianti più moderni e più efficienti, altrimenti l'aumento del prezzo, sarebbe stato molto superiore a quel 13 per cento che avete visto. La materia prima è aumentata del 40 per cento e il costo della materia prima pesa per oltre il 70 per cento sul costo totale dell'energia, ma l'aumento in Borsa è stato solo del 13 per cento.

Ancora più convincente risulta il grafico allegato alla relazione: dopo aver detto per tanto tempo che l'energia italiana non è competitiva rispetto all'energia europea, finalmente, a novembre e a dicembre il prezzo dell'energia in Italia è risultato il più basso d'Europa. Nel grafico sono riportati i prezzi di dicembre del 2005: in Francia 73 euro/Mwh, in Spagna 69, in Italia 65, in Germania 62. L'aumento, dicembre su dicembre, in Italia è stato del 33 per cento, in Francia del 143 per cento, in Germania del 110 per cento, in Spagna del 102 per cento.

Guardando alla media dell'anno, siamo ancora i più cari, ma la differenza si è molto ridotta: all'inizio dell'anno c'era ancora un bel differenziale, e l'Italia aveva un prezzo superiore a quello degli altri paesi, ma, a fine anno, l'Italia è diventata il paese con il prezzo più basso.

Prima di festeggiare, però, è bene riflettere. Questo risultato è figlio del fatto che in Europa non si sono realizzati investimenti, mentre in Italia se ne sono fatti tanti. Il mercato dell'energia in Eu-

ropa nei momenti di picco della domanda, che sono esattamente quelli dei mesi invernali, è corto; in alcune ore del giorno, il prezzo è pari addirittura al doppio di quello della Borsa italiana.

Comincia ad esserci convenienza ad esportare energia dall'Italia verso gli altri paesi e questo ha cominciato a verificarsi in novembre e in dicembre. Si tratta di un'ottima notizia dal punto di vista della struttura industriale del paese. Tutti gli sforzi e gli investimenti che abbiamo fatto sono serviti a qualcosa, così come l'azione legislativa e la liberalizzazione del mercato. Naturalmente, si deve considerare anche un'altra conseguenza, ossia che esportando si consuma più gas e adesso ci troviamo in una situazione di ristrettezza.

Per quanto riguarda il settore elettrico, il problema della carenza della capacità produttiva è risolto con il raggiungimento di un adeguato margine di riserve. Edison è di gran lunga l'azienda italiana che ha investito di più, sia comprando e rinnovando una Gen.Co sia aumentando la capacità produttiva. Abbiamo, quindi, l'orgoglio di dire che siamo l'attore principale di questo rinnovamento del sistema elettrico italiano.

L'aumento dei prezzi dell'energia elettrica è stato contenuto. Ci lamentiamo giustamente dei costi alti dell'energia, ma l'Italia è di gran lunga il paese d'Europa nel quale l'energia è aumentata meno. Oggi (novembre, dicembre e gennaio) costa meno che negli altri paesi d'Europa.

Permangono, tuttavia, alcuni problemi di fondo. Innanzitutto, un *mix* produttivo diverso da quello europeo, quindi sul lungo termine non è pensabile che il costo dell'energia in Italia sia strutturalmente più basso di quello europeo. Gli altri paesi hanno il nucleare e il carbone, mentre noi ne abbiamo molto poco e siamo molto dipendenti dal gas; o riusciamo ad avere gas in quantità sufficienti e a prezzi competitivi, oppure saremo molto esposti al rischio di questa *commodity*. Come paese — e ce ne accorgiamo in questi giorni — siamo molto esposti al rischio gas, e lo abbiamo voluto, perché abbiamo fatto in-

vestimenti solo in impianti a gas, perché sono gli unici ad essere stati autorizzati.

Abbiamo voluto, dunque, che fosse così, per cui adesso non possiamo lamentarci di essere troppo esposti; avremmo dovuto autorizzare impianti nucleari o a carbone, ma non li abbiamo voluti.

In Europa, dunque, c'è un problema di equilibrio delle fonti di produzione. Nel nostro paese, non vi è un mercato veramente competitivo, perché c'è un grande squilibrio tra l'operatore dominante, che ha l'80 per cento del carbone e l'idroelettrico, e gli altri operatori. Peraltro, adesso sono state prolungate le concessioni idroelettriche: altri dieci anni concessi all'Enel, con oltre il 70 per cento di capacità produttiva. Questo vuol dire che, fino al 2039, la situazione competitiva, per quanto riguarda il settore idroelettrico, rimarrà invariata. Noi avevamo chiesto di pareggiare le concessioni, ma non è stato fatto, dunque rimane questa disparità. Chiediamo, però, che si tenga conto del fatto che chi più inquina deve contribuire maggiormente al pagamento della bolletta di Kyoto.

Parliamo di gas — tema di grande attualità — e esaminiamo l'evoluzione della domanda. Ci sono varie previsioni, c'è una forchetta bassa ed una alta: la domanda dei prossimi anni andrà da 90 a 100 miliardi di metri cubi. Quali sono le infrastrutture in costruzione? Il nostro terminale di Rovigo e i potenziamenti degli impianti in Algeria e in Russia costituiscono la prima e la seconda fase.

Realizzando queste iniziative, che sono già decise, troveremo un equilibrio tra domanda e offerta. Più o meno rimarrebbe la situazione attuale con degli squilibri. Quest'anno siamo « corti » e lo saremo anche nel 2006-2007; la situazione rimarrà « corta », perché sia il terminale di Rovigo, sia la prima fase dei potenziamenti entreranno in funzione nel 2008. Per i prossimi due anni, quindi, avremo una situazione complessivamente « corta ».

Teoricamente, però, queste infrastrutture basterebbero per il fabbisogno dei prossimi anni. Dico teoricamente perché, se guardiamo alla situazione futura in

Europa, constatiamo un forte aumento della domanda di gas in tutti i paesi dell'Unione europea e, contemporaneamente, una forte riduzione della produzione di gas nel mare del Nord. L'Inghilterra sta esaurendo le proprie riserve ed è previsto che, tra il 2005 e il 2020, passi da 90 miliardi di metri cubi prodotti ogni anno a 30 miliardi (lo stesso discorso vale per l'Olanda). Si creerà, quindi, in nord Europa un grande fabbisogno per carenza di offerta e aumento di domanda.

Nel grafico potete vedere la previsione della carenza di gas solo in quattro paesi. Le fonti potrebbero essere la Russia (il famoso gasdotto che dovrebbe passare attraverso il mar Baltico) o il sud, e, in questa luce, l'Italia potrebbe giocare un ruolo importante, trovandosi nella posizione ideale per ricevere gas dal sud, attraverso nuovi gasdotti e nuovi terminali di rigassificazione, e convogliarlo al nord, invertendo il flusso che finora è sceso da nord verso sud, dal mare del Nord e dalla Russia, lasciando a nord delle Alpi il gas proveniente dal nord e immettendo nel circuito nazionale nuovo gas proveniente dal sud.

Naturalmente, questo non è così semplice: oltre alla necessità di costruire infrastrutture, che richiedono costi alti e tempi lunghi, bisogna trovare gas conveniente in fase di acquisto e mercati di sbocco per la vendita. Non è sufficiente costruire un terminale. Chi costruisce un terminale, normalmente, deve comprare il gas per 25 anni a un prezzo più basso di quello che, in genere, si trova in Europa e individuare i clienti a cui venderlo. Insomma, si tratta di operazioni di una certa complessità.

C'è molta buona volontà. Oggi, la nostra capacità di importazione ruota intorno agli 80 miliardi di metri cubi e si stanno progettando infrastrutture per 100 miliardi di metri cubi. Se si realizzassero tutte le iniziative che si leggono sui giornali, si raddoppierebbe la capacità di importazione italiana, con quantità del tutto eccedenti rispetto alle necessità. Avremo, nel 2013, 100 miliardi di metri cubi di fabbisogno, che rappresentano già un

grande aumento rispetto al fabbisogno attuale, ma se dovessimo realizzare tutte queste infrastrutture avremmo una capacità di 190 miliardi di metri cubi. Dove mettiamo tutto questo gas? A nord delle Alpi, per coprire il fabbisogno che si dovrebbe verificare nei prossimi anni per la carenza di offerta di gas dal mare del Nord e per l'aumento della domanda in Europa. Tuttavia, non è sufficiente avere il gas: esso deve costare poco, ma è necessario anche trovare clienti che accettino di comprarlo da noi e non preferiscano farlo arrivare direttamente dalla Russia o da altre località. I terminali, ovviamente, possono essere costruiti, non solo in Italia, ma in qualsiasi altro paese europeo.

Ben vengano i terminali: oltre a quello in costruzione nel nord Adriatico, stiamo lavorando a un secondo terminale in Toscana e a due grandi infrastrutture di trasporto tramite gasdotto (l'IGI, che collega la Grecia e l'Italia, e il GALSI che collega l'Algeria alla Sardegna e alla Toscana).

Quello del terminale nel nord Adriatico è il primo caso in Italia, ma anche nel mondo, di un terminale costruito su un'isola artificiale. In altre parole, costruiamo un'isola per costruirvi un terminale, perché è l'unico modo per ottenere l'autorizzazione. Per non disturbare le coste, ci siamo allontanati di 17 chilometri per costruire un'isola. Inutile dire che questa operazione ha un costo doppio.

MASSIMO POLLEDRI. Adesso si sta tranquilli?

UMBERTO QUADRINO, *Amministratore delegato di Edison Spa*. Siamo tranquilli nel senso che costruiremo isola ed impianto, ma non so quanto costerà, né so se ci sarà un secondo terminale di questo tipo, perché si tratta di un'infrastruttura molto costosa rispetto ad un normale terminale sulla terraferma. Come dicevo, si tratta del primo impianto di questo tipo che si realizzerà e, seppure con qualche mese di ritardo, all'inizio del 2008 dovrebbe essere disponibile.

Un'altra infrastruttura importante è il gasdotto Grecia-Italia. Come sapete, è

stato firmato un protocollo fra il Governo italiano e il Governo greco, alla presenza del Governo turco. Il collegamento unisce già oggi Turchia e Grecia; la parte nuova (segnata in rosso sulla cartina che è stata distribuita) dovrebbe unire la Grecia all'Italia.

Lo studio di fattibilità sarà completato entro quest'anno. La novità del gasdotto è che dovrebbe portare in Italia del gas azero, dall'Azerbaijan, e iraniano, dall'Iran, appunto. Oggi, fare contratti di lungo termine con l'Iran non è agevole, ma con l'Azerbaijan ci stiamo provando. C'è anche la possibilità di prendere ulteriore gas russo, attraverso un gasdotto tra la Russia e la Turchia che non è compiutamente utilizzato. Dunque, tre fonti potrebbero alimentare questo gasdotto.

L'Armenia e l'Iran attualmente non sono collegati, e quindi, in teoria, il loro dovrebbe essere un gas molto competitivo. Si tratta di aprire le porte dell'Europa a paesi che oggi non sono con essa collegati e non hanno la possibilità di esportare il loro gas. Questa, dunque, potrebbe essere un'infrastruttura molto interessante anche dal punto di vista della competitività. Per questo dicevo che non è sufficiente costruire un'infrastruttura; è necessario avere gas conveniente e clienti che lo acquistino.

Altra infrastruttura interessante è il gasdotto che collega l'Algeria alla Sardegna, e di qui prosegue fino alla Toscana. Esso consente di gassificare la Sardegna, che attualmente non ha gas, ma ne ha bisogno per un miliardo di metri cubi per i suoi fabbisogni interni. L'infrastruttura, che porterà 8-10 miliardi di metri cubi — una quantità del tutto superiore al fabbisogno della Sardegna — porterà il gas al nord.

Il gas algerino dovrebbe essere conveniente, perché ha il costo di estrazione più basso del mondo, dal momento che si trova facilmente; il gas siberiano, invece, ha il costo più elevato, a causa delle condizioni di estrazione particolarmente svantaggiose e della lunga distanza, che determina alti costi di trasporto. Anche il

gasdotto che collega Algeri e Sardegna, dunque, dovrebbe essere conveniente.

Passo alle conclusioni sul settore del gas. In Italia si realizzeranno infrastrutture di importazione in eccesso rispetto alle necessità nazionali. Anche una sola sarebbe eccessiva rispetto alla domanda italiana; pertanto, qualora si intenda realizzarne più di una, è chiaro che dobbiamo guardare al di là delle Alpi. Ed è giusto che sia così, perché, da un lato, si renderà più liquido il mercato italiano (non avremo le difficoltà che abbiamo in questi giorni e non dovremo fare i conti con il metro cubo che manca) e dall'altro avremo delle opportunità nell'Europa del nord.

Perché tutto questo si realizzi, bisogna comprare bene il gas e avere clienti che lo acquistino. Non basta, quindi, realizzare le infrastrutture, ma occorre comprare a prezzi bassi dai paesi d'origine e disporre di un mercato di sbocco.

I terminali di rigassificazione renderanno il sistema più flessibile e gli approvvigionamenti più sicuri. Il tubo, per definizione, è rigido; collega due paesi punto a punto, mentre un terminale può essere fornito anche da due diversi paesi, rendendo il sistema più flessibile e competitivo.

È necessario poi aumentare la capacità di stoccaggio. Ce ne rendiamo conto oggi che siamo già al limite. Bisogna fare degli investimenti e, dal punto di vista normativo e regolamentare, renderli attrattivi. Fino ad oggi, l'ENI non ha investito abbastanza, sostenendo che la redditività non è sufficiente.

Ci siamo permessi di definire un'agenda per la prossima legislatura. Prendendo il caso italiano, dal lato dell'offerta, ho detto che esiste una disparità di *mix* di combustibili. Può anche andare bene così, ma non lamentiamoci se, a livello italiano, non ci sarà molta concorrenza. La situazione attuale vede un operatore dominante, che ha un vantaggio per il suo *mix* di combustibili, di sua esclusiva pertinenza. Bisogna cercare di favorire anche gli altri operatori e permettere loro di avere un *mix* di combustibili non troppo

lontano da quello dell'operatore dominante, altrimenti non ci sarà mai una vera competizione sul mercato italiano. Noi stiamo facendo il possibile. L'Enel, forse, ci darà persino una mano per riequilibrare questa situazione, ma potreste intervenire anche voi.

Il problema della zonalità, che è piuttosto delicato, sembra permanere. Abbiamo visto che i cicli combinati soffrono soprattutto al nord e al sud, perché la rete di trasmissione nazionale non è adeguata. Bisogna fare gli investimenti per adeguare velocemente la rete, per eliminare i colli di bottiglia.

Le modalità di assegnazione dell'*import* e del CIP 6 devono essere definite in modo stabile su base pluriennale. Finora tutti gli anni, tra Natale e Capodanno, venivano assegnate le quote di *import* e di CIP 6. Adesso siamo in un libero mercato (se vogliamo essere un libero mercato) e dobbiamo stabilire una regola che duri nel tempo, affinché gli operatori sappiano fin dall'inizio come comportarsi e su cosa contare in termini di importazione e di CIP 6.

Per quanto riguarda il lato della domanda, non dimentichiamo che c'è una scadenza dell'acquirente unico nel 2007. A quella data, tutto il mercato verrà liberalizzato e noi dobbiamo sapere quali saranno i nuovi operatori, se rimarrà l'acquirente unico, quali saranno le sue funzioni, come sarà organizzato il mercato.

Badate, la presenza o meno dell'acquirente unico cambia tutto. La nostra, dunque, non è una domanda peregrina, ma un imperativo categorico: dobbiamo sapere come sarà organizzato. Da questo dipenderà anche la struttura dei prezzi. Se rimarrà l'acquirente unico, ci sarà un prezzo amministrato, sul quale si andrà a sconto. Bisogna capire come verrà costruito questo prezzo perché esso determinerà la redditività di tutti gli investimenti che abbiamo effettuato fino ad oggi. Se il prezzo verrà determinato in base ad un meccanismo imposto, allora avremo fatto tutto questo per tornare ad un sistema di prezzi amministrati.

In ordine alla distribuzione non abbiamo mai detto niente. Sappiamo che è in mano all'Enel e alle municipalizzate. Va bene che sia così per sempre? Cosa ne pensa il legislatore? Noi abbiamo le nostre idee al riguardo e possiamo dare un contributo, ma non dimentichiamo che non abbiamo mai parlato della distribuzione. Se non saranno adottati provvedimenti, la situazione di mercato rimarrà quella attuale.

Ci sono poi le fasce sociali, gli energivori, gli «interrompibili», e via dicendo. Oggi, per agevolare alcune categorie abbiamo creato dei canali preferenziali (ad esempio, chi consuma tanto paga meno l'energia).

Ma come vogliamo organizzare il mercato? Rimarranno alcune categorie privilegiate, oppure si farà in modo che tutti paghino il prezzo di mercato, a seconda della quantità che comprano? Ci saranno diversi tipi di clienti o ci saranno clienti tutti uguali? Dobbiamo stabilire insieme le regole del mercato.

Il protocollo di Kyoto — lo ripeto ancora una volta — se non viene ben amministrato, diventa un ulteriore fattore distorto.

Per quanto riguarda le infrastrutture di trasporto, si conferma la terzietà delle reti, che è uno degli architravi del sistema. Conosciamo le polemiche di questi giorni, ma riteniamo che debba essere riaffermato il principio che le reti sono terze. Inoltre, bisogna ridefinire le regole dei trasporti transfrontalieri a livello europeo, considerati i problemi di questi giorni sul gas e sull'elettricità. La questione, dunque, deve essere ripensata a livello europeo nel suo complesso.

Per quanto riguarda i tetti e le quote di produzione e di emissione, sappiamo che ci sono delle scadenze. Il mercato deve sapere se tali quote saranno libere, se non ci sarà più alcun tetto, se i tetti saranno confermati e a quali livelli. Ciò vale soprattutto per l'ENI, perché l'Enel, si è autoimposto un tetto di produzione intorno al 40 per cento e, di fatto, ha venduto la capacità produttiva.

Ovviamente gli operatori richiedono una normativa stabile, tempestivamente definita.

PRESIDENTE. Grazie, dottore, per la sua relazione.

Do la parola ai colleghi che intendano porre quesiti o formulare osservazioni.

STEFANO SAGLIA. Dottor Quadrino, la ringrazio per la sua relazione completa e molto utile ai fini della nostra indagine.

Sulla questione dei terminali, vorrei una sua opinione a proposito del ragionevole quantitativo di gas necessario, considerato che ci sono dieci progetti.

Inoltre, senza svelare i segreti del mercato, vorrei chiederle quali potrebbero essere i paesi, oltre al Qatar, che possono entrare in un mercato di approvvigionamento per l'Italia, una volta che i terminali saranno realizzati.

LUIGI D'AGRÒ. Mi ha colpito il fatto che lei abbia detto che le infrastrutture di importazione possono diventare eccessive. Abbiamo sentito, nel corso di altre audizioni, che il problema è esattamente l'opposto. Insomma, vorremmo capire chi ha ragione.

ERMINIO ANGELO QUARTIANI. Vorrei conoscere la posizione di Edison relativamente alla necessità o meno di superare il tetto del 30 per cento previsto, oggi, per le ex GenCo.

Attraverso il quadro che lei ha illustrato, abbiamo ricevuto una conferma rispetto agli impegni di Edison in termini di investimenti e di future realizzazioni. Mi sembra di capire, tuttavia, che esista la necessità di una certa condizione infrastrutturale e di disponibilità di gas per poter conseguire gli obiettivi che voi intendete realizzare, soprattutto per l'incremento di impianti a ciclo combinato.

Non pensa che, in una situazione in cui resta difficile il superamento di una condizione critica relativamente al settore del gas (avendo il sistema italiano preferito, in questo periodo, andare solo a gas), il vostro programma rischi un momento di stop fra qualche tempo?

STEFANO ZARA. Nell'ambito del piano dei grandi investimenti che si sta realizzando e al quale Edison ha concorso al massimo, può dirci a quanto ammonta il contributo della fornitura italiana?

PRESIDENTE. Anch'io mi permetto di fare una riflessione sulle indicazioni del ministro Scajola sul nucleare. Potrebbero avere o no un futuro per il nostro paese?

Nel ringraziarla, a nome del presidente Tabacci e della Commissione, le chiedo una risposta sintetica ed, eventualmente, un'integrazione rispetto alle domande poste e agli altri temi relativi alla nostra indagine.

UMBERTO QUADRINO, *Amministratore delegato di Edison Spa*. Con piacere. Onorevole Saglia, qual era la sua prima domanda?

STEFANO SAGLIA. Riguardava i progetti dei terminali.

UMBERTO QUADRINO, *Amministratore delegato di Edison Spa*. In teoria, la quantità di gas che manca in nord Europa è tale da giustificare tutte le infrastrutture, se però fossimo solo noi a realizzarle. Inutile dire che ci sono anche gli altri.

La domanda in Europa c'è: quindi, bisogna vedere chi prima realizza le infrastrutture e chi prima riesce a trovare gas conveniente. Torno a ripetere che non è sufficiente costruire le infrastrutture; occorre comprare il gas ad un buon prezzo e venderlo a qualcuno che lo trovi conveniente. Poiché il gas è uguale dappertutto e il potere calorifero è quello, è il prezzo a vincere.

A mio parere, se riuscissimo a far passare 20 miliardi di metri cubi, che significa tre infrastrutture, avremmo già fatto tanto. Se ne potranno anche fare quattro, ma è importante capire in quali tempi. Prendiamo l'esempio dell'IGI: se partissimo domani, dovremmo finire nel 2010-2011, ma fino al 2008 abbiamo solo il Qatar e la prima fase del raddoppio del metanodotto Transmed e del gasdotto TAG.

Per quanto riguarda la domanda nel nord Europa, si può constatare che le riserve si esauriscono gradatamente in Inghilterra, ma magari se ne troveranno altre. L'andamento, non è lineare, per cui occorre una certa flessibilità. A mio avviso, se partono i lavori per altre due o tre infrastrutture, molti progetti freneranno. Sicuramente, è difficile che partano tutti insieme, anche perché bisogna trovare il gas.

Per realizzare un terminale di rigassificazione è necessario che qualcuno faccia un investimento di liquefazione nel suo paese; e l'investimento per la liquefazione costa tre volte l'investimento per la rigassificazione. Peraltro, occorrono navi che trasportano il gas, navi metaniere specifiche, criogeniche.

Non ci sono imprenditori che, sebbene non operino nel settore del gas, intendono realizzare un terminale; c'è gente che vuole ottenere l'autorizzazione per rivenderla ad un operatore del settore. Oggi Scaroni ha dichiarato che anche l'Enel pensa alla realizzazione di un terminale ed immagino che acquisterà un'autorizzazione da qualcuno che l'ha ottenuta.

Il contratto con il Qatar lo abbiamo fatto noi, perché la nostra azienda, storicamente, si è sempre occupata di energia. Tuttavia, è difficile che il signor Mentasti riesca a ottenere un contratto a lungo termine. In questo settore non ci si improvvisa e non è facile stipulare contratti di 25 anni con uno Stato straniero. Chi può permettersi un'operazione del genere è colui che, già oggi, opera nel settore. Si cresce nel tempo, piano piano. Anche noi stiamo aumentando la nostra credibilità nel tempo. In definitiva, considero possibili due o tre nuove infrastrutture.

Quali sono i paesi con i quali si possono stipulare contratti di questo genere? Abbiamo citato l'Azerbaigian e l'Iran come due aree che, oggi, non sono collegate. L'ideale sarebbe sottoscrivere contratti con paesi che oggi non hanno sbocchi in Europa. Ad esempio, se la Russia già vende 30 miliardi di metri cubi di gas, è difficile che venda la quantità aggiuntiva a un prezzo diverso; in tal modo metterebbe