



Autorità per l'energia elettrica e il gas

**POSSIBILE EVOLUZIONE
DEL MERCATO ENERGETICO ITALIANO**

**Memoria per l'audizione informale presso la Commissione Attività produttive,
commercio e turismo della Camera dei Deputati**

Roma, 18 marzo 2005

1. Osservazioni di contesto

1.1 Mercato dei combustibili

L'andamento dei prezzi internazionali del petrolio che trascinano quelli del metano e dei combustibili per la produzione termoelettrica, assume un rilievo particolare per il nostro Paese, fortemente dipendente dall'estero per l'approvvigionamento di combustibili.

Le tensioni che da più di un anno caratterizzano lo scenario energetico internazionale e che in un primo momento erano state valutate in un'ottica puramente congiunturale tendono ora a proiettarsi sul medio-termine essendo determinate dall'aumento della domanda e da una forte concentrazione dell'offerta nelle mani di pochi operatori significativi a livello mondiale e di pochi Paesi produttori.

Dopo un triennio in cui il prezzo del petrolio si è mantenuto sostanzialmente, sia pure con oscillazioni di breve periodo, nella fascia 20-30 dollari al barile, il 2004 è stato caratterizzato da un trend rialzista, culminato in quotazioni superiori ai 55 dollari a fine ottobre, che ha mostrato qualche segno di cedimento solo nell'ultima parte dell'anno.

Nei primi mesi del 2005 la corsa del prezzo del petrolio è ripresa con forza confermando la prospettiva che il prezzo si possa spostare per periodi non brevi su un livello di almeno 10 dollari più elevato rispetto ai valori medi registrati lo scorso anno, nonostante non si sia in presenza di variazioni strutturali sul lato dei costi di produzione e raffinazione.

La forte crescita dell'attività economica a livello mondiale nel 2004 e, in particolare, il fabbisogno energetico dei Paesi asiatici emergenti, acuito dalla loro minore capacità di utilizzo efficiente di combustibili all'interno dei processi produttivi, hanno indotto una forte crescita della domanda di petrolio, al cui passo l'evoluzione dell'offerta stenta ad adeguarsi in tutte le fasi della filiera produttiva. Su questa situazione si innestano le spinte speculative che aggiungono volatilità e incertezza al processo di riequilibrio tra domanda e offerta.

Nel breve periodo la maggior parte degli analisti concordano nel prevedere un ritmo di crescita economica ancora sostenuto per l'Asia in generale, e per la Cina in particolare, con evidenti ripercussioni sul fronte della domanda di petrolio e di altri combustibili.

Tale situazione è destinata a perdurare nel tempo almeno fino a quando non ci sarà una politica di diversificazione e non entreranno sul mercato produzioni aggiuntive, sotto lo stimolo degli attuali alti prezzi, e fino a quando, sul lato della domanda, non si svilupperanno iniziative di razionalizzazione e contenimento dei consumi, come nell'esperienza delle precedenti "crisi petrolifere".

La situazione italiana attuale presenta in ogni caso nuovi elementi di criticità, a causa del progressivo spostamento verso il gas metano del settore termoelettrico; entro pochi anni più del 60% dell'elettricità prodotta in Italia sarà prodotta da centrali alimentate a gas. Oltre a porre problemi di sicurezza di approvvigionamento su cui torneremo in seguito, tale scenario impatta direttamente sull'evoluzione dei prezzi dell'elettricità e del gas.

La grande sfida che non l'Italia, ma l'Europa intera, ha di fronte nei prossimi anni è contribuire allo sviluppo di un mercato internazionale del gas a livelli concorrenziali tali da rompere la relazione di prezzo con il petrolio. E' questo il motivo di fondo che impone al nostro Paese, favorito dalla posizione geografica, lo sviluppo di adeguate infrastrutture, come gli impianti di rigassificazione e nuovi gasdotti di cui si dirà più avanti.

Contemporaneamente non deve essere tralasciata ogni azione che favorisca un riequilibrio del mix delle fonti energetiche attualmente utilizzate per produrre elettricità, così come tutti i possibili interventi per una maggiore efficienza e razionalizzazione dei consumi.

1.2 Impatto su prezzi e tariffe

In Europa l'impatto dell'aumento del prezzo del petrolio (cresciuto in media annua nel 2004 del 32,5% con riferimento al Brent) è stato limitato dal continuo apprezzamento dell'euro sul dollaro che ha ridotto l'aumento di circa 12 punti percentuali. In prospettiva, anche per l'anno in corso non ci sono segnali di cedimento per la valuta europea che dovrebbe attestarsi mediamente su livelli superiori a 1.3.

In Italia il processo di traslazione degli aumenti del greggio importato lungo la filiera dei prezzi energetici è già in corso, anche se risulta meno evidente di quanto avvenuto in situazioni analoghe nel passato. Fino al 1° aprile 2004 il meccanismo di indicizzazione dei costi di generazione messo a punto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) ha permesso di smorzare gli incrementi dei prezzi internazionali della materia prima diluendoli nel medio termine. Infatti, nel corso del 2004 sia le tariffe dell'elettricità sia le tariffe del gas naturale sono state sostanzialmente stabili.

Sulle tariffe elettriche ha influito la strategia di approvvigionamento dell'Acquirente Unico, che ha acquistato buona parte dell'energia elettrica necessaria per rifornire i clienti del mercato vincolato generalmente con prezzi prefissati prima dei forti aumenti petroliferi, nonché la riduzione dei costi fissi dei servizi di trasmissione e distribuzione decisa dall'AEEG l'1 febbraio 2004, data di inizio del periodo regolatorio 2004-2007. Per le tariffe di riferimento del gas, soltanto nell'ultimo trimestre 2004 si è avuto un incremento a fronte di una prolungata stabilità nel secondo e terzo trimestre e addirittura di un calo nel primo.

Con riferimento all'aggiornamento delle tariffe elettriche per il primo trimestre del 2005 gli acquisti dell'Acquirente Unico hanno permesso un contenimento degli aumenti dei prezzi dell'elettricità all'ingrosso esposti all'andamento del prezzo del petrolio. Tali acquisti hanno contribuito a limitare l'aumento, rispetto all'ultimo trimestre del 2004, della tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte (comprendente i clienti vincolati dei settori commercio, artigianato, industria, illuminazione pubblica) che risulta al momento contenuto al 2,1%.

Va comunque rilevato che parte dei contratti di acquisto stipulati dall'Acquirente Unico per l'anno in corso prevedono una indicizzazione all'andamento dei combustibili e quindi sarà possibile solo alla fine del corrente mese definire i livelli tariffari per il prossimo trimestre aprile-giugno.

Per il gas, c'è stata una limitazione analoga degli aumenti tariffari, con una variazione ad inizio anno 2005 del 2% in media nazionale (tasse incluse), rispetto al quarto trimestre del 2004. L'impatto

degli aumenti internazionali dei prezzi è stato attenuato aggiornando, in coerenza con la contrattualistica di settore, anche le metodologie ed i riferimenti di calcolo tariffario.

A tutela degli utenti, sono state infatti introdotte clausole di salvaguardia da eccessive e anomale escursioni dei prezzi, già presenti nella contrattualistica internazionale, che attenuano gli effetti congiunturali degli andamenti dei prezzi del gas. Inoltre, al fine di riflettere i cambiamenti intercorsi negli usi finali di gas naturale e le condizioni oggi praticate nel mercato all'ingrosso, è stato modificato il paniere dei prodotti petroliferi con l'introduzione del Brent in sostituzione delle diverse tipologie di greggi precedentemente adottati; anche in questo caso si è tenuto conto del suo rilievo nei contratti internazionali.

Per il prossimo trimestre gli indici utilizzati non sembrano superare ancora la soglia di invarianza (posta al 5%) ma appare doveroso segnalare alcuni procedimenti amministrativi in corso aventi particolare rilevanza ai fini tariffari.

1.3 Tariffe e procedimenti amministrativi in corso

L'ultima delibera di aggiornamento della tariffa di riferimento del gas è stata impugnata dai traders e dalle società di vendita; ed il Tar per la Lombardia, in data 25 gennaio, ne ha deciso la sospensione in relazione alla componente tariffaria relativa al valore della materia prima. Contro il provvedimento del Tar l'AEEG ha presentato un ricorso urgente al Consiglio di Stato e ha segnalato come la decisione del tribunale amministrativo possa determinare un aumento del prezzo finale pagato dai consumatori di circa l'1,7%, pari a 13 euro all'anno.

La situazione di incertezza tariffaria che ne è scaturita è stata aggravata dalla successiva decisione sempre del Tar per la Lombardia che, lo scorso 16 febbraio, ha disposto l'annullamento della delibera con la quale furono definite le tariffe di distribuzione del gas metano per il periodo 1 ottobre 2004 - 30 settembre 2008, costringendo l'AEEG a presentare un nuovo ricorso urgente al Consiglio di Stato per la sospensione di tale decisione.

Quest'ultima decisione del Tar, che ha accolto le richieste di una parte dei distributori, tra cui alcune municipalizzate, comporta il rischio di un ulteriore aumento di circa l'1,1% del prezzo finale pagato dai consumatori, con maggior esborso annuo di 9 euro. Le conseguenze delle due decisioni del Tar, se non riformate dalle prossime pronunce del Consiglio di Stato, potrebbero quindi determinare un aumento del 2,8%, circa 22 euro all'anno in più (oltre 300 milioni di euro la maggiore spesa complessiva a carico delle famiglie e degli altri piccoli consumatori).

1.4 Interventi per la tutela dell'ambiente

Il costo di generazione dell'energia elettrica e conseguentemente l'evoluzione del mercato energetico italiano e i prezzi del servizio potranno essere in futuro condizionati dall'applicazione della direttiva europea sul commercio dei certificati di emissione.

L'assegnazione delle quote di certificati di emissione ai singoli impianti, ancora oggetto di consultazione ed approvazione da parte della Commissione Europea, non sembra poter introdurre

particolari condizionamenti al costo di generazione del parco impianti esistenti. Le quote assegnate sono sufficienti a coprire le emissioni del parco termoelettrico per il triennio 2005-2007, anche a fronte di rialzi della domanda superiori alle stime o a fronte di una, peraltro improbabile, diminuzione delle importazioni.

Potrebbe, al contrario, influire sull'evoluzione del parco impianti il volume di quote destinato alla riserva, ovvero il numero di quote tenuto da parte per coprire le emissioni degli impianti che entrano in esercizio nel primo periodo 2005-2007. Il quantitativo della riserva non sembra infatti sufficiente a coprire le emissioni dei nuovi entranti. Un possibile strumento per incrementare il volume di quote disponibili è rappresentato dal ricorso ai "meccanismi flessibili" del Protocollo di Kyoto, in particolare per il primo periodo.

1.5 Incentivazioni tariffarie per lo sviluppo delle fonti rinnovabili

Altra variabile che incide sull'evoluzione dei prezzi del servizio elettrico è costituita dall'incentivazione delle fonti di energia rinnovabile e dei rifiuti tramite il meccanismo cosiddetto dei "certificati verdi".

I meccanismi di incentivazione in atto nel nostro Paese sembrano in grado di determinare un crescente ricorso alle energie rinnovabili in termini assoluti, mentre in termini percentuali, a fronte di un continuo incremento della domanda elettrica, il contributo delle fonti rinnovabili si dovrebbe mantenere sugli attuali livelli.

L'incentivazione garantita dall'emissione di "certificati verdi" va ad aggiungersi alle incentivazioni già previste dal regime cosiddetto "CIP6". Sia il primo che il secondo meccanismo di incentivazione mostrano un rapporto costo-beneficio particolarmente sfavorevole per i consumatori.

Gli elevati costi del primo meccanismo sono determinati da un elevato prezzo dei certificati verdi, non stabiliti, di fatto, da meccanismi di mercato, e dalla presenza di numerose incentivazioni indirette tramite l'esenzione dal pagamento degli stessi.

Tali esenzioni sono particolarmente dispendiose per gli effetti sull'energia importata. Infatti, pur in assenza di una reciprocità di opportunità di mercato da parte dei Paesi esportatori, l'esenzione garantita alle importazioni, facilmente certificabili come rinnovabili (oltre il 60%), introduce un ulteriore vantaggio competitivo rispetto alla generazione nazionale.

Il regime "CIP6", il cui incentivo è destinato per non più del 30% alle fonti rinnovabili vere e proprie e il resto agli impianti "assimilati", che utilizzano fonti energetiche tradizionali, peserà ancora per molti anni sui consumatori italiani anche se il relativo parco impianti è ormai giunto al completamento.

1.6 Incentivazioni tariffarie per l'efficienza energetica

E' in via di progressiva attuazione il sistema di incentivazione dell'efficienza energetica negli usi finali basato sull'obbligo attribuito ai distributori di elettricità e gas di conseguire precisi obiettivi annuali di risparmio energetico.

Gli obiettivi potranno essere conseguiti dai distributori sia con interventi diretti presso i consumatori sia attraverso l'acquisto di un corrispondente quantitativo di "titoli di efficienza energetica" (o "certificati bianchi") per progetti realizzati da società specializzate.

La vendita dei certificati, successivamente alla verifica da parte dell'AEEG che i risparmi energetici siano effettivamente conseguiti, potrà avvenire nella sede del mercato dei titoli in corso di organizzazione da parte del Gestore del mercato elettrico, o attraverso contratti "bilaterali".

Dal novembre scorso hanno già ottenuto l'accreditamento oltre 200 società mentre il valore del risparmio complessivo nelle quantità di energia elettrica e gas consumata sarà circa il 2% dei consumi complessivi alla fine del primo quinquennio di applicazione (2005-2009), superiore al costo dell'incentivo, già presente nelle tariffe dell'elettricità e del gas, necessario per l'avvio del sistema.

2. Il mercato del gas naturale

2.1 Situazione

Il decreto legislativo n. 164/00, nel definire norme nazionali di recepimento della direttiva 98/30/CE particolarmente avanzate rispetto ad altri Paesi membri, ha avviato una profonda trasformazione in senso concorrenziale della struttura del settore. Tuttavia, tali norme non sono finora risultate sufficienti a garantire effetti concorrenziali di rilievo a beneficio del consumatore italiano.

In tutte le fasi della filiera del gas, ed in particolare nell'approvvigionamento (importazioni e produzione nazionale), nel trasporto, nello stoccaggio nonché nella vendita permane la posizione dominante di ENI.

A tutt'oggi la produzione nazionale, pari a circa il 18% dei consumi, è nella disponibilità esclusiva del gruppo e le quantità di gas importate totalmente fuori dal controllo di ENI sono inferiori al 10% del totale importato. Il Gruppo ENI controlla tutte le infrastrutture di trasporto internazionali di importazione di gas in Italia anche all'estero. Le importazioni di gas naturale sono ripartite come segue: circa il 36% del gas naturale proviene dalla Russia entrando in Italia attraverso Tarvisio e Gorizia; il 34,5%, proviene dall'Algeria entrando in Italia a Mazara del Vallo; circa il 24% attraverso la Svizzera entrando in Italia dal Passo Gries con gas di provenienza prevalente dai Paesi Bassi e in piccola parte dalla Norvegia. L'unica infrastruttura di GNL in Italia concorre a fornire il 5,5% delle importazioni.

Per quanto riguarda le infrastrutture del sistema gas è noto che la rete di trasporto nazionale e regionale è gestita per la quasi totalità dalla società Snam Rete Gas, società controllata dal gruppo ENI.

Anche il servizio di stoccaggio, rilevante sia ai fini della sicurezza che del mercato, vede in posizione dominante Stogit, società controllata dal gruppo ENI, che detiene una quota di capacità di stoccaggio pari al 96,6% di quella interamente disponibile.

Il decreto legislativo n. 164/00 prevede dei limiti alla quota di immissione nel mercato nazionale da parte di un singolo operatore; tuttavia la mancata esplicitazione delle modalità di riduzione di tale

quota (a differenza del caso elettrico con la cessione delle GENCO) ha fatto sì che l'ENI abbia potuto aggirare la sostanza della previsione normativa.

Infatti gli unici ingressi su larga scala nell'importazione di gas sono stati, fino ad ora, quelli connessi alle "vendite innovative", realizzate in una logica di ripartizione dei mercati nella quale ENI ha ceduto oltre frontiera quantitativi di gas (e relativa capacità di trasporto) di sua proprietà a poche imprese "clienti-concorrenti" a prezzi superiori rispetto al costo di importazione sopportato da ENI stessa.

Come conseguenza della posizione dominante nell'approvvigionamento, del controllo delle infrastrutture di trasporto internazionali e della scelta delle modalità di cessione del gas per il rispetto dei tetti antitrust, ENI si caratterizza per un costo del gas all'entrata sulla rete nazionale minore dei concorrenti ed è quindi in grado di condizionare fortemente l'esito del mercato.

Tale situazione si riflette nei risultati di bilancio conseguiti dall'operatore dominante durante gli ultimi anni caratterizzati da un consistente rafforzamento dei margini sulla vendita del gas naturale e più in generale dei miglioramenti di efficienza dell'ENI dei quali tuttavia il consumatore italiano non ha potuto beneficiare a causa della mancanza di concorrenza. Ciò è rilevabile confrontando anche i dati di bilancio dell'attività gas di ENI con quelli di altri operatori europei.

L'evoluzione del mercato ha evidenziato da parte dell'operatore dominante una forte strategia del controllo della disponibilità di gas naturale realizzando in tal modo la piena ottimizzazione dei margini. Ad esempio, l'abbandono del progetto già avviato di potenziamento del gasdotto TTPC a favore dei quattro shippers aggiudicatari della capacità, va interpretato all'interno della strategia dell'operatore dominante tesa a escludere ingressi di concorrenti non riconducibili alla logica di ripartizione dei mercati che ha invece, come si è detto, contraddistinto gli ingressi connessi alle "vendite innovative". Recentemente inoltre abbiamo potuto osservare dei comportamenti mirati a creare delle barriere potenziali all'entrata di nuovi operatori. Infatti, non è irrilevante la scelta della tempistica di annuncio degli investimenti da parte di ENI, in grado di spiazzare in certi casi possibili investimenti alternativi (anche per il vantaggio di poter beneficiare della maggiore economicità dei propri contratti storici di approvvigionamento). C'è quindi da augurarsi che anche i recenti annunci di ENI ai mercati finanziari di ulteriori gas release non scoraggino i nuovi progetti di infrastrutture che sono stati recentemente approvati.

In definitiva, l'attuale limitata capacità di importazione e di stoccaggio, così come la dichiarata congestione nei metanodotti di importazione, appare funzionale al mantenimento della posizione dominante del gruppo ENI nel mercato nazionale.

Che la dotazione infrastrutturale del Paese sia ormai critica è stato reso evidente dalla recente gestione in emergenza del settore; tale emergenza è stata solo in parte conseguenza degli eventi climatici delle scorse settimane, posto che la stagione fredda, nel suo complesso, non può essere definita eccezionale. L'evento ha quindi evidenziato quanto sia importante la realizzazione di nuove infrastrutture di adduzione per aumentare la disponibilità di gas naturale sul territorio nazionale, non certo il pericolo di una bolla di gas.

Tuttavia, proprio l'esperienza di questi giorni ha mostrato il rischio, nel breve periodo, di carenze strutturali, non limitate alle capacità di approvvigionamento, ma che riguardano anche lo stoccaggio.

Le previsioni di crescita della domanda di gas per usi termoelettrici, unitamente alla produzione nazionale in calo, rendono d'altro canto necessaria la realizzazione di nuovi progetti nell'approvvigionamento di gas nel breve termine, nella forma di terminali GNL e di potenziamenti dei gasdotti esistenti. Un tasso annuo di incremento della domanda pari a circa il 3%, ben inferiore ai tassi degli ultimi anni, porterebbe il fabbisogno di gas nel 2010 dagli attuali oltre 80 a circa 100 miliardi di metri cubi.

Ma al di là delle previsioni di sviluppo della domanda interna, il corretto riferimento per la valutazione dei progetti di investimento non può che essere il mercato europeo, i cui margini di crescita sono anch'essi significativi.

La rimozione dei vincoli di destinazione, almeno sui contratti con la Russia, fa cadere ogni obiezione riguardo il rischio del rispetto dei contratti "Take or Pay" sottoscritti dagli importatori.

2.2 Misure per lo sviluppo

Lo sviluppo di una effettiva concorrenza nel settore del gas naturale è strettamente condizionato dall'ingresso di nuovi operatori indipendenti da ENI nell'approvvigionamento di gas a condizioni competitive. La condizione necessaria per evitare una mera spartizione del mercato tra i diversi operatori è che vi sia una sufficiente abbondanza e flessibilità dell'offerta rispetto alle variazioni della domanda, garantita da una adeguata disponibilità di capacità di approvvigionamento e trasporto e quindi da un maggior numero di imprese dal lato offerta in grado di innescare un'effettiva concorrenza.

In questo scenario riteniamo possibile coniugare gli aspetti della sicurezza con quelli della concorrenza attraverso la realizzazione, in una prospettiva strategica, di un mercato italiano del gas naturale che potrebbe candidarsi a svolgere il ruolo del principale hub europeo. Infatti, favorire nuovi investimenti infrastrutturali e un potenziamento di quelli esistenti non solo concorre ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti ma anche favorisce la creazione di quel "fisiologico" eccesso di offerta tipico di tutti i mercati competitivi. L'AEEG ha più volte evidenziato come solo la realizzazione di nuove infrastrutture di investimento da parte di nuovi operatori in grado di attivare nuove fonti di gas potrà garantire un livello concorrenziale in grado di contenere aumenti dei prezzi del gas.

Inoltre solo una gestione veramente indipendente delle reti e del sistema degli stoccaggi assicurata da una separazione proprietaria può consentire che siano realizzati investimenti che per la loro dimensione e tempistica siano nel solo interesse del mercato.

L'attuale normativa prevede la progressiva riduzione della quota di proprietà di ENI nel capitale di Snam Rete Gas dall'attuale 50,06% ad un massimo del 20% entro il primo luglio 2007. Tale processo di dismissione dovrebbe essere accelerato e completato al più presto in analogia a quanto deciso per la rete di trasmissione dell'elettricità per la quale l'Enel, anch'esso sottoposto al vincolo

di possesso del 20%, ha già previsto la riduzione al 5%, limite peraltro imposto ad ogni altro operatore terzo. Un analogo assetto per il settore del gas determinerebbe tra l'altro condizioni di simmetria tra i due principali operatori nazionali del settore energetico.

La neutralità della gestione della rete è tuttavia una misura urgente, necessaria ma non sufficiente a garantire la pluralità degli operatori e il conseguente impulso allo sviluppo di flussi di gas non "controllati" da ENI stessa.

In assenza di adeguati provvedimenti che limitino la possibilità di controllare – in proprio o in accordo con operatori internazionali – le infrastrutture di importazione situate in territorio estero alimentanti la rete italiana, il mercato nazionale rischierebbe di restare sottoposto alle strategie del gruppo dominante.

Affinché Snam Rete Gas divenga un operatore realmente indipendente, dovrebbe poter operare anche all'estero per quanto direttamente funzionale all'approvvigionamento del Paese. A tal fine l'AEEG ha già sottolineato (nell'ambito di una segnalazione al Parlamento e al Governo del gennaio scorso) l'opportunità, nel rispetto dei contratti di importazione esistenti, del conferimento, ovviamente a fronte di un corrispettivo, a Snam Rete Gas delle proprietà, delle concessioni e dei diritti di trasporto esistenti in capo ad ENI afferenti le infrastrutture di trasporto extranazionali di adduzione del gas ai punti di entrata nella rete nazionale.

Snam Rete Gas sarebbe così posta nelle migliori condizioni di indipendenza per dare impulso allo sviluppo di infrastrutture essenziali per la sicurezza e l'adeguatezza degli approvvigionamenti, nell'ambito di un quadro normativo che garantisce gli interessi generali.

Anche per l'attività di stoccaggio, svolta dalla società Stogit, appare necessaria la sollecita separazione proprietaria, analoga a quella suggerita per Snam Rete Gas. Stogit, posseduta totalmente da ENI, opera oggi in un regime di monopolio di fatto (garantito per almeno altri 20 anni, secondo quanto stabilito dalla legge 23 agosto 2004, n. 239 di riordino del settore energetico) e controlla quindi la principale fonte di modulazione dell'offerta di gas per tutte le imprese concorrenti di ENI Gas & Power.

Merita particolare attenzione il fatto che alcune nuove concessioni già rilasciate non siano ancora state sviluppate dai relativi titolari. Ciò anche in presenza di un regime tariffario che lascia completa libertà di fissare le tariffe nel periodo regolatorio nel caso di investimenti in nuovi campi di stoccaggio e di una domanda che ha già rivelato la disponibilità a pagare prezzi anche più elevati di quelli stabiliti per i servizi regolati (si vedano i servizi offerti da Edison).

Di più, il trasferimento del controllo di Stogit a Snam Rete Gas permetterebbe di conseguire anche una maggiore efficienza nella gestione complessiva di infrastrutture tra loro strettamente connesse, nonché adeguato impulso per gli investimenti di sviluppo.

Sembrano infine necessarie una estensione temporale, una puntualizzazione ed una rimodulazione dei limiti antitrust per tener conto dei cinque anni in cui tale previsione è rimasta sostanzialmente disattesa.

In conclusione l'insieme di queste misure andrebbe valutata tenendo conto del potenziale di sviluppo del mercato nazionale del gas offerto dalla collocazione geografica del nostro Paese, ponte

naturale tra le aree di produzione mediorientali e nord africane e le aree di consumo continentali europee. La localizzazione geografica dell'Italia ne favorisce infatti l'evoluzione quale vero e proprio "hub", base di scambio per i mercati internazionali di approvvigionamento e consumo. In tale prospettiva, le infrastrutture del gas e i mercati fisici e finanziari che su di esse gravitano caratterizzerebbero l'Italia come area di transito e non più solo come area di consumo; ciò genererebbe significative e positive conseguenze in termini di sicurezza degli approvvigionamenti e di convenienza economica, grazie ad una ampliata disponibilità di offerta e ad una maggior pressione concorrenziale.

La collocazione geopolitica dell'Italia nel Mediterraneo è rilevante e sarebbe grave non sfruttare adeguatamente questo vantaggio competitivo naturale a scapito della competitività del Paese. Altri Stati, quali la Germania, hanno saputo valorizzare i nuovi giacimenti del mar Caspio attraverso lo sviluppo di nuove infrastrutture di importazione che attraversano i nuovi stati membri dell'Unione Europea. Due progetti prevedono il collegamento Turchia-centro Europa attraverso i Balcani, tagliando fuori il nostro Paese. La Spagna ha avviato il rafforzamento delle infrastrutture di collegamento con i Paesi produttori del Nord Africa. L'Italia nonostante la posizione geografica rischia la marginalizzazione dai nuovi corridoi energetici, se non accelera lo sviluppo di esistenti e nuove infrastrutture.

3. Il mercato dell'Energia elettrica

3.1 Situazione

Con l'avvio della borsa elettrica nell'aprile 2004 e la definizione delle regole per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione (DPCM 11 Maggio 2004), il settore elettrico italiano ha compiuto un passo fondamentale nel processo di liberalizzazione del mercato.

Il nuovo contesto di mercato ha, tra l'altro, stimolato la ripresa degli investimenti in nuova capacità produttiva, ponendo le basi per un aumento della concorrenza nel settore elettrico. La scelta operata a favore dell'introduzione di meccanismi di mercato, vale a dire l'aver affidato la ricerca dell'equilibrio tra domanda ed offerta a sistemi di mercato e non già a determinazioni amministrative, è non solo necessaria nel nuovo contesto liberalizzato, ma anche opportuna in quanto in grado di indirizzare i comportamenti degli operatori, delle istituzioni e dei soggetti preposti alle politiche settoriali verso criteri di efficienza.

I primi mesi di operatività della borsa elettrica e del dispacciamento di merito economico hanno fornito tuttavia modesti segnali in termini di prezzo e di efficienza del mercato. In generale, osservando le principali esperienze internazionali, le fasi di avvio dei mercati elettrici hanno evidenziato forti criticità sotto il profilo della concorrenza. In parte ciò è dovuto alle difficoltà, anche amministrative, di realizzazione di nuova capacità produttiva e di sviluppo delle infrastrutture di rete. In secondo luogo, ed in particolare nel caso italiano, esistono delle ragioni di carattere strutturale del sistema elettrico che limitano la concorrenza.

Il differenziale di prezzo del mercato italiano rispetto a quello dei principali Paesi europei è spiegato non solo dalla scarsa concorrenzialità del mercato, ma anche, ed in grossa parte, dalla

composizione del nostro parco di generazione. La domanda di energia elettrica nel 2004 è stata coperta, per l'86% da produzione nazionale, e per il restante 14% da importazioni. L'energia prodotta in Italia dipende per oltre l'81,4% da fonti termoelettriche, per il 16,2% da impianti idroelettrici e per il restante 2,4% da impianti geotermoelettrici, eolici e fotovoltaici. La principale fonte di generazione utilizzata è il gas naturale, seguita dai prodotti petroliferi, dai combustibili solidi, dalla fonte idroelettrica e da altre fonti rinnovabili.

La forte dipendenza della produzione nazionale da combustibili fortemente correlati al prezzo del petrolio fa sì che i costi di produzione siano a loro volta dipendenti dall'andamento dei mercati internazionali delle materie prime petrolifere. Questa dipendenza incide sull'andamento del prezzo dell'energia elettrica nel mercato all'ingrosso. L'entrata in operatività della borsa elettrica in concomitanza con la fase di crescita dei prezzi degli input energetici è stata pertanto un banco di prova per l'avvio di un sistema volto a promuovere la concorrenza fornendo agli operatori i giusti segnali di prezzo per le decisioni di investimento in nuove centrali.

Va inoltre sottolineato che il parco impianti italiano appare fortemente sbilanciato. In particolare, nella composizione del parco di generazione nazionale (misurata sulla potenza efficiente escludendo gli autoproduttori), si rileva una predominanza dei cosiddetti impianti di mid-merit (prevalentemente impianti termoelettrici convenzionali a olio combustibile e gas naturale e impianti idroelettrici a bacino e serbatoio, ad esclusione dei pompaggi). Il parco italiano (esclusa l'autoproduzione) è infatti costituito per circa metà della potenza operativa da impianti di mid-merit (48,2%), per il 42,5% da impianti di base e per il restante 9,3% da impianti di punta.

Accanto agli elementi reali di costo associati alla tecnologia di produzione italiana, la recente indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del mercato elettrico, condotta congiuntamente con l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM), ha evidenziato tra le cause che spiegano l'elevato costo dell'energia elettrica anche ostacoli alla concorrenza che derivano dall'attuale struttura di mercato.

La produzione nazionale di elettricità risulta ancora fortemente concentrata. A cinque anni dell'avvio del processo di liberalizzazione del settore l'operatore principale, Enel, detiene una quota di poco inferiore al 50%. Il secondo produttore dopo Enel è il gruppo Edison che complessivamente detiene una quota di produzione pari a circa il 15%.

La quota di capacità produttiva detenuta da Enel rispetto al totale nazionale è di circa il 55%, mentre gli altri operatori di mercato non raggiungono ancora, singolarmente, il 10-15%.

L'indagine conoscitiva congiunta dell'AEEG con l'AGCM ha evidenziato forti criticità nel funzionamento del mercato elettrico per effetto della forte concentrazione degli impianti nella disponibilità di un solo operatore.

La posizione dominante di questo operatore si estende su due livelli di mercato: il primo è il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e il secondo è quello dei servizi di dispacciamento.

Per quanto riguarda il mercato all'ingrosso, dall'indagine congiunta è emerso che Enel detiene una posizione dominante in tutti i mercati geografici rilevanti, ad eccezione della Sardegna dove si ha invece una struttura sostanzialmente duopolistica (Enel – Endesa Italia). Nel primo periodo di

operatività della borsa elettrica, la capacità produttiva di Enel è stata necessaria per soddisfare la domanda in un numero molto elevato di ore, consentendo a quest'operatore di agire - di fatto - come monopolista sulla quota residuale della domanda.

Per quanto riguarda il mercato per il servizio di dispacciamento che – ricordiamo – è il luogo in cui vengono selezionate risorse di produzione per consentire al Gestore di rete di operare il sistema elettrico in equilibrio costante tra generazione e consumo, l'analisi della struttura del medesimo ha consentito di accertare un assetto ancor più concentrato del mercato all'ingrosso. Enel assume un chiaro ruolo di operatore dominante anche in tale mercato.

3.2 Misure per lo sviluppo

Dato il contesto di rilevante concentrazione nell'offerta, l'AEEG, con l'avvio del mercato elettrico, ha intrapreso specifici provvedimenti di monitoraggio, di regolazione *ex ante* ed ha previsto strumenti incisivi per la repressione di eventuali comportamenti abusivi delle posizioni di dominanza, allo scopo di far sì che i segnali di prezzo formati sul mercato dell'energia siano trasparenti e commisurati ai costi di produzione.

Tuttavia i problemi strutturali sopra sintetizzati sono talmente radicati ed estesi che né l'attività di monitoraggio, né il miglioramento delle regole di funzionamento del mercato all'ingrosso, appaiono in grado di rimuovere gli elementi reali di struttura che impattano negativamente sul processo competitivo, e quindi di stimolare condizioni di effettivo e vivace confronto concorrenziale.

Ne risulta che per raggiungere con maggiore rapidità un contesto competitivo sono necessarie nuove misure strutturali per la promozione della concorrenza. Tali misure, come è stato ricordato nell'indagine conoscitiva congiunta, possono essere adottate transitoriamente fino al raggiungimento di un assetto competitivo dell'offerta, e sono necessarie per rimuovere situazioni di potenziale esercizio di potere di mercato. Per essere efficaci tali misure devono essere di ampiezza tale da modificare le aspettative di prezzo degli operatori verso livelli più concorrenziali. Interventi strutturali poco incisivi potrebbero avere un indesiderato effetto di aumento dei prezzi.

Tra le misure strutturali, particolare rilievo assumono gli interventi di potenziamento della rete di trasmissione in grado di aumentare la concorrenza nel mercato sia sul piano interno che internazionale, coerentemente con l'avviato sviluppo di un mercato dell'energia elettrica di ambito europeo. L'AEEG ha tenuto conto anche di questa esigenza all'interno della revisione del ciclo regolatorio in corso.

In particolare, gli interventi di sviluppo delle connessioni con l'estero e la promozione della realizzazione di linee "dirette" sono determinanti al fine di consentire che la nuova capacità di generazione che verrà ad installarsi nei prossimi anni, e localizzata nelle aree già eccedentarie (nord) esportatrici nel resto del Paese, possa rappresentare un'effettiva opportunità concorrenziale rispetto all'offerta dell'operatore dominante. Al riguardo, si ritiene che, rispetto a quanto fatto fino al 2004, si debba continuare a garantire modalità concorrenziali di allocazione della capacità di interconnessione in grado di veicolare l'offerta di energia estera sul mercato borsistico, non a

beneficio dei principali operatori presenti nella produzione nazionale ma a vantaggio diretto della concorrenza nell'offerta di energia elettrica e dell'abbattimento dei prezzi.

Per quanto riguarda invece la struttura dell'offerta di energia elettrica, appare necessario favorire un livello adeguato di capacità produttiva. Per questa ragione ulteriori misure possono essere adottate per agevolare l'insediamento di nuovi poli di produzione nelle zone di mercato che risultano ad oggi deficitarie rispetto alla domanda zonale, al fine di un riequilibrio energetico mirato soprattutto alla promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica. In altri termini occorre riequilibrare il peso relativo dei concorrenti nei confronti dell'operatore dominante in ciascuna zona. A tal fine possono contribuire i previsti meccanismi di mercato per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva, anche dei potenziali nuovi entranti.

Sempre con riferimento alla capacità produttiva, è inoltre necessario impedire strategie di offerta da parte degli operatori che riducono la disponibilità di capacità finalizzate all'aumento dei prezzi nel mercato elettrico. In una prospettiva di medio termine, periodo entro il quale la dominanza unilaterale di Enel sul mercato potrebbe venir meno, è rilevante assicurare che tutta la capacità produttiva sia offerta al fine di evitare la creazione di artificiose scarsità di offerta, anche di tipo collusivo tra i soggetti produttori, ai soli fini speculativi.

Più in generale, appare necessario prevedere misure atte a garantire che, nel periodo transitorio, fino al raggiungimento di un assetto competitivo dell'offerta soddisfacente, siano rimosse o minimizzate le situazioni di potenziale esercizio di potere di mercato. In particolare debbono essere poste in atto misure, alternative o parzialmente congiunte, che consentano di disciplinare le offerte di vendita dei soggetti dominanti in modo da ripristinare nel mercato condizioni competitive. Si ritiene comunque necessario creare le condizioni affinché i soggetti dominanti non possano trarre indebito vantaggio da eventuali strategie di offerta che condizionano negativamente la dinamica di formazione dei prezzi.

Sempre con riferimento all'offerta di energia elettrica, l'AEEG è inoltre impegnata a stimolare lo sviluppo di un mercato stabile in cui gli operatori operano anche sulla base di contratti di medio/lungo termine che consentono di dare maggior certezza agli investitori. In questo contesto un'accelerazione dell'apertura della domanda commisurata all'evoluzione dell'offerta, in termini di disponibilità di nuova capacità produttiva per operatori in concorrenza con il soggetto dominante, può essere un utile strumento per favorire lo sviluppo di un mercato maturo e più liquido. D'altro canto invece, un'accelerazione del processo di apertura non guidata dalle dinamiche dell'offerta rischia di essere controproducente.

4. Scenario europeo

Le nuove Direttive della Commissione Europea 2003/54 e 2003/55, relative rispettivamente ai settori dell'elettricità e del gas, avrebbero dovuto essere recepite dagli Stati Membri entro lo scorso luglio 2004, data in cui entrava altresì in vigore il Regolamento 1228/2003 per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Obiettivo principale delle nuove regole comunitarie è quello di conseguire un livello adeguato di competitività nei settori dell'elettricità e del gas nell'Unione Europea così come previsto dagli obiettivi del Consiglio di Lisbona (marzo 2000). I punti qualificanti delle nuove direttive di liberalizzazione definiscono norme comuni per l'apertura totale dei mercati industriale e domestico, le regole di accesso alle infrastrutture di rete, i compiti minimi dei regolatori settoriali e la separazione delle reti dagli interessi degli operatori.

Ad ottobre 2004 ben 18 Stati Membri dell'Unione Europea, hanno ricevuto dalla Commissione Europea un richiamo formale per mancata comunicazione dello stato di implementazione delle Direttive. In questa settimana la Commissione ha nuovamente richiamato ufficialmente ben 10 Stati Membri per inadeguatezza delle norme nazionali di recepimento attuate.

Nonostante la legge Comunitaria 2004, che dispone il recepimento delle direttive, non abbia ancora completato l'iter parlamentare, l'Italia non figura tra i Paesi richiamati in quanto le regole di liberalizzazione già adottate, la stessa legge istitutiva dell'AEEG e la recente riforma del settore energetico, rispondono ampiamente ai requisiti minimi posti dalle Direttive.

Fra i Paesi messi in mora dalla Commissione, per il mercato elettrico e del gas naturale risultano la Spagna, la Germania, la Svezia e la Grecia ma non la Francia. Quest'ultimo Paese appare favorito sul piano degli adempimenti formali da un orientamento comunitario che interpreta la liberalizzazione dei mercati più come liberalizzazione della domanda che dell'offerta. E' superfluo ricordare che la vera liberalizzazione, intesa quale promozione della concorrenza e della competitività, risiede essenzialmente in una struttura dell'offerta priva di posizioni dominanti. Il mercato francese sul piano dell'analisi strutturale presenta quindi delle forti asimmetrie rispetto agli altri Paesi comunitari.

L'azione della Commissione Europea è mirata a mantenere alta la pressione sui Governi per evitare che si realizzino asimmetrie regolamentari in un mercato che è già caratterizzato da non pochi squilibri e tensioni. E' da inserirsi in questo contesto la ben nota vicenda della francese EdF, tutelata in patria, ma allo stesso tempo molto attiva nei mercati degli altri Paesi dell'Unione Europea e internazionali.

La Commissione nel suo ultimo rapporto al Consiglio e al Parlamento Europeo sullo stato dell'implementazione delle due Direttive energetiche (Annual report on the implementation of the gas and electricity internal market, gennaio 2005), individua con chiarezza le asimmetrie esistenti fra i Paesi Membri relative al grado di apertura del mercato, alla possibilità di accedere alle reti in maniera trasparente e senza discriminazioni, all'esistenza di un operatore della rete effettivamente indipendente dagli altri soggetti protagonisti del mercato, al fatto di avere un regolatore con forti competenze e realmente indipendente dagli interessi dell'industria energetica.

Inoltre, un aspetto già evidenziato dai precedenti rapporti della Commissione riguarda il persistente grado di concentrazione dei mercati nazionali e la loro scarsa integrazione. Infatti, in molti Stati Membri si rileva ancora la dominanza assoluta, o quasi, di uno o due soggetti al massimo, e si registra altresì la scarsa possibilità di competere al di là dei confini nazionali.

La conseguenza evidente e naturale di una struttura del mercato “condizionata” dalla presenza di poche imprese dominanti è lo scarso esercizio da parte del consumatore idoneo della libertà di scegliersi il fornitore e l’assenza di corretti segnali di prezzo.

Sarebbe pertanto opportuno che tutti gli Stati Membri promuovano una maggiore armonizzazione ed integrazione dei propri mercati al fine di favorire il grado di competitività complessivo.

Queste considerazioni sono di particolare rilevanza quando si valutano in particolare le interrelazioni fra il mercato energetico italiano e quelli limitrofi.

A questo proposito riteniamo particolarmente importante che si giunga, con le dovute gradualità, anche ad una gestione coordinata dei flussi internazionali di energia elettrica utilizzando regole coerenti con quanto previsto dal Regolamento 1228/2003. L’AEEG si sta adoperando assieme agli altri regolatori e soggetti interessati per raggiungere questi obiettivi a breve nella propria area geografica di riferimento.