

**MISURE PER LA PROMOZIONE DELLA CONCORRENZA
NEL MERCATO ALL'INGROSSO DELL'ENERGIA ELETTRICA E
NEL MERCATO PER IL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO**

Documento per la consultazione

5 maggio 2005

Premessa

Il presente documento per la consultazione reca la descrizione e la valutazione dell'impatto di possibili interventi per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato per il servizio di dispacciamento ed, in particolare, illustra gli orientamenti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) per l'introduzione di alcune misure, individuate tra i predetti interventi, che appaiono adeguate per far fronte alla specifica situazione di scarsa concorrenzialità nel settore elettrico nazionale.

Sin dal 2001 l'Autorità ha ritenuto di fondamentale importanza adottare diversi documenti per la consultazione (cfr docc. 7 agosto 2001, 27 febbraio 2002, 4 giugno 2003, 30 gennaio e 23 novembre 2004) ed i relativi provvedimenti attuativi per la promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica. Alcuni degli interventi ivi previsti erano compatibili con l'assetto amministrato del settore elettrico (vale a dire quell'assetto in cui il dispacciamento era organizzato con criteri diversi da quello di merito economico) e sono stati implementati nella misura in cui essi servivano allo scopo. Altri interventi, invece, erano solo tratteggiati in vista della loro piena applicabilità una volta intervenuto il dispacciamento di merito economico con il conseguente avvio della Borsa elettrica e una volta noto il funzionamento del sistema elettrico nazionale in presenza di meccanismi compiuti di mercato. Ciò – allora - era ampiamente giustificato dalla necessità di valutare in profondità l'evoluzione strutturale dell'offerta di energia elettrica negli anni successivi, in termini di sviluppo della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione, di localizzazione, taglia e tipologia dei nuovi impianti di generazione entrati effettivamente in esercizio, nonché di funzionamento del sistema zonale.

Con deliberazione n.19/05 l'Autorità ha recentemente concluso e pubblicato il documento di resoconto dell' "Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica" condotta congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato, in cui viene evidenziata l'attuale situazione di funzionamento del mercato dell'energia elettrica che è caratterizzata da elementi di grave criticità in termini di concorrenza e di efficienza; tale situazione inoltre non pare destinata a mutare nel breve termine. In particolare, l'indagine mette in luce la permanenza di un operatore attivo nella produzione di energia elettrica dotato di elevato potere di mercato unilaterale nelle diverse zone geografiche in cui è articolato il mercato dell'energia elettrica, ovvero la probabile esistenza di dominanza collettiva in almeno una delle predette zone. Contestualmente al predetto dato strutturale, si è anche riscontrata l'acclarata possibilità del singolo operatore dominante di aumentare - a propria discrezione - il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso nel sistema delle offerte, in quanto operatore indispensabile al soddisfacimento della domanda zonale.

Le conclusioni dell'indagine hanno quindi condotto l'Autorità a ritenere che vi fosse la necessità – indifferibile - di adottare misure, tra le altre, anche sul piano della promozione di un'offerta competitiva (di seguito: misure pro-concorrenziali nell'offerta), al fine rimuovere gli ostacoli ancora presenti per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nel segmento dell'offerta di energia elettrica. Il procedimento per l'adozione delle predette misure è stato avviato con deliberazione n.61/05; il presente documento per la consultazione è una delle azioni previste nella citata deliberazione.

L'attuazione delle misure pro-concorrenziali nell'offerta potrebbe richiedere una tempistica di alcuni mesi sia per la predisposizione dei relativi aspetti normativi, sia per la messa a punto degli elementi contrattuali ed informativi posti alla base dell'introduzione delle predette misure; inoltre, è da prevedere, oltre alla consultazione a mezzo di documenti, la fattiva partecipazione dei soggetti interessati alle attività preparatorie delle decisioni conclusive, come peraltro evocato nel

dispositivo della deliberazione n.61/05 quanto alla convocazione, qualora sia ritenuto opportuno in relazione allo sviluppo del procedimento, di eventuali audizioni per la consultazione dei soggetti interessati e delle formazioni associative che ne rappresentano gli interessi ai fini dell'acquisizione di elementi conoscitivi utili per la formazione e l'adozione dei provvedimenti.

Tutto ciò suggerisce una prima consultazione (la presente) che potrà essere seguita da fasi provvedimentali nel caso in cui gli elementi a disposizione fossero ritenuti sufficienti da parte dell'Autorità ovvero da fasi con ulteriori documenti per la consultazione più calati nei dettagli delle misure specifiche da adottare. L'obiettivo temporale è quello di rendere noto il quadro provvedimentale in tempo utile per consentire la negoziazione dei contratti di fornitura ad orizzonte 2006.

Il presente documento per la consultazione viene comunque diffuso per offrire l'opportunità a tutti i soggetti interessati di formulare osservazioni e suggerimenti prima che l'Autorità proceda come appena richiamato.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità (recapiti in calce pagina) le proprie osservazioni e proposte, per iscritto, entro il 10 giugno 2005, termine improrogabile di chiusura della presente consultazione.

AVVISO

Per illustrare ed eventualmente chiarire i principali elementi contenuti nel presente documento, la Direzione energia elettrica dell'Autorità organizza a Milano il giorno 31 maggio p.v. (ore 10÷13) un seminario aperto a tutti i soggetti interessati. I dettagli logistici del seminario verranno resi noti nell'apposita sezione "Seminari" del sito www.autorita.energia.it.

**Osservazioni e proposte dovranno pervenire al seguente indirizzo
tramite uno solo di questi mezzi: posta, fax o e-mail.**

Autorità per l'energia elettrica e il gas

Direzione energia elettrica

piazza Cavour 5 – 20121 Milano

tel. 0265565336

fax 0265565222

e-mail: energiaelettrica@autorita.energia.it

sito internet: www.autorita.energia.it

1. Introduzione

L'indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione del settore dell'energia elettrica in Italia svolta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) congiuntamente con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato¹ (di seguito: indagine conoscitiva) ha evidenziato una serie di gravi criticità.

In particolare l'assetto strutturale dell'offerta di energia elettrica all'ingrosso in Italia appare caratterizzato in tutti i mercati geografici rilevanti, ad eccezione della Sardegna, da una situazione di dominanza unilaterale in capo alle società di produzione afferenti al gruppo Enel (di seguito: Enel). In Sardegna, invece, si ha una struttura di offerta sostanzialmente di tipo duopolistico, in cui i due principali operatori sono Enel ed Endesa.

Anche il mercato per il servizio di dispacciamento presenta un quadro concorrenziale preoccupante, caratterizzato da una struttura di offerta altamente concentrata e da estese posizioni di potere di mercato connesse sia alle caratteristiche tecniche delle unità di produzione che alla loro localizzazione geografica.

Data la previsione di crescita del parco di generazione e di sviluppo della rete per i prossimi tre anni, l'analisi effettuata per l'anno 2004 appare sostanzialmente rappresentativa anche delle condizioni di mercato che verranno a determinarsi nell'anno in corso e nei due successivi.

Le conclusioni dell'indagine conoscitiva² hanno condotto l'Autorità a ritenere che vi fosse la necessità di adottare misure al fine rimuovere gli ostacoli ancora presenti per lo sviluppo di un'effettiva concorrenza nel segmento dell'offerta di energia elettrica (di seguito: misure pro-concorrenziali).

La stessa indagine conoscitiva ha individuato alcune tipologie di misure pro-concorrenziali, in parte connesse allo sviluppo delle infrastrutture di trasporto sia interne che di interconnessione con i Paesi confinanti, ed in parte direttamente connesse con l'offerta di energia elettrica sul territorio nazionale. Tra queste ultime sono previste misure strutturali volte a:

- a) favorire l'insediamento, da parte dei soggetti diversi dall'operatore dominante, di nuovi impianti di produzione nelle zone di mercato che risultano ad oggi deficitarie rispetto alla domanda zonale, al fine di un riequilibrio energetico zonale mirato soprattutto alla promozione della concorrenza nell'offerta di energia elettrica.
- b) garantire che, nel periodo transitorio fino al raggiungimento di un assetto competitivo dell'offerta, siano rimosse o minimizzate le situazioni di potenziale esercizio di potere di mercato.

Sul piano della promozione della concorrenza nel mercato, invece, sempre con riferimento all'offerta di energia elettrica, l'indagine conoscitiva sottolinea, tra l'altro, la necessità di:

- a) rafforzare le misure volte a garantire lo sviluppo di un mercato stabile in cui gli operatori operano anche sulla base di contratti di medio/lungo termine;
- b) perseguire soluzioni, dato lo stretto nesso intercorrente tra i limiti nella capacità di trasmissione inter-zonale e l'indispensabilità di Enel nel soddisfacimento contestuale della domanda in più zone, mirate a controllare che l'impresa dominante sul territorio

¹ Il resoconto di tale indagine è stato acquisito agli atti e condiviso dall'Autorità con la deliberazione n. 19/05.

² Vedi il paragrafo 6.6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 19/05.

non tragga indebiti vantaggi dall'esercizio di strategie "collegate" in varie zone del Paese;

- c) impedire l'instaurarsi di un meccanismo di mercato distorto nella determinazione dei prezzi e delle quantità (quindi dei segnali e degli incentivi che esso può dare) dall'eventuale esercizio abusivo del potere di mercato, al fine di consentire che i soggetti concorrenti di Enel (gli esistenti ed i potenziali nuovi entranti) abbiano corretti riferimenti di mercato per gli investimenti in generazione.

Oggetto del presente documento è lo sviluppo delle linee guida identificate nell'indagine conoscitiva con riferimento all'offerta di energia elettrica e l'individuazione di possibili misure pro-concorrenziali che consentano di promuovere la concorrenza su base stabile, intervenendo sul grado di potere di mercato unilaterale detenuto dagli operatori e/o sull'interesse al suo esercizio.

2. Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica: la natura del problema

Il settore elettrico presenta delle caratteristiche tecniche ed economiche che lo rendono particolarmente vulnerabile all'esercizio del potere di mercato; tra queste:

- a) la rigidità della domanda, soprattutto nel breve periodo, associata ad un'elevata variabilità nel tempo;
- b) i tempi lunghi per l'ingresso di nuova capacità produttiva;
- c) i rilevanti costi fissi di produzione;
- d) l'impossibilità pratica di immagazzinare efficacemente l'energia elettrica;
- e) la necessità di utilizzare una infrastruttura condivisa, l'insieme delle reti, per il trasporto dell'energia elettrica.

La bassa elasticità della domanda di energia elettrica al prezzo consente di aumentare i prezzi senza che a questo corrisponda una sensibile riduzione della quantità domandata. È qui importante ricordare che la domanda con la quale ciascun produttore si confronta nel decidere il livello dei prezzi offerti è la domanda residuale, al netto della quota di domanda che, data la sua strategia di prezzo, il produttore si aspetta sarà soddisfatta da altri produttori già presenti sul mercato o da potenziali nuovi entranti. In altri termini, maggiore è la possibilità del cliente di sostituire la produzione di uno specifico produttore con quella di altri, minore è la capacità del produttore di alterare il prezzo in modo per sé profittevole. L'elevato grado di concentrazione dell'offerta di energia elettrica e le forti barriere all'ingresso di nuovi produttori contribuiscono quindi ad "irrigidire" una curva di domanda che comunque, date le caratteristiche del bene in oggetto e la funzione di utilizzo dell'energia elettrica da parte dei consumatori, è già strutturalmente inelastica.

In tutte le ore in cui la domanda residuale con la quale un produttore si confronta è positiva indipendentemente dal prezzo di mercato – ovvero in tutte le ore in cui la capacità produttiva complessivamente nella disponibilità dei concorrenti è insufficiente a soddisfare la domanda complessiva – tale produttore può offrire la propria energia elettrica a prezzi assai elevati, essendo sicuro di collocare a quei prezzi parte della propria offerta. Coerentemente, gli indicatori prevalentemente utilizzati nel settore elettrico per misurare il potere di mercato detenuto dagli operatori ed introdotti in Italia dall'Autorità sono degli indicatori di pivotalità, fondati sulla quantificazione della domanda residuale.

Dato il livello di domanda, l'indispensabilità di un operatore per il soddisfacimento della domanda (pivotalità) dipende da:

- 1) il grado di concentrazione dell'offerta, calcolato con riferimento alla capacità produttiva disponibile;
- 2) il livello della capacità produttiva in eccesso, pari alla differenza tra la capacità produttiva disponibile e la domanda, aumentata del margine di riserva operativa necessario per garantire la sicurezza del sistema.

È tuttavia importante sottolineare che, date le caratteristiche del settore elettrico nazionale, è improbabile che la struttura del mercato elettrico all'ingrosso possa presentare situazioni in cui non vi sia alcun operatore indispensabile. Perché questa condizione sia verificata è infatti necessario che ogni operatore detenga un ammontare di capacità produttiva inferiore alla capacità produttiva in eccesso di cui al precedente punto 2).

D'altra parte, va anche considerato che un assetto strutturale connotato dalla presenza di uno o più operatori con potere di mercato non porta necessariamente ad esiti non concorrenziali. La concorrenzialità degli esiti del mercato dipende infatti anche dall'interesse degli operatori ad esercitare il potere di mercato di cui eventualmente dispongano, nonché dal grado di contendibilità del mercato stesso.

Come già evidenziato nell'indagine conoscitiva, si può rilevare che, a parità di ogni altro fattore, e dati gli elementi strutturali (livello della domanda e capacità produttiva nella disponibilità di terzi), la convenienza di un operatore ad esercitare il proprio potere di mercato, vale a dire ad offrire la propria capacità produttiva a prezzi non concorrenziali, è tanto più forte quanto:

- maggiori sono i costi marginali dell'operatore;
- minori sono i costi marginali degli operatori concorrenti;
- minori sono le quantità di energia elettrica oggetto dell'insieme dei contratti di lungo termine conclusi dall'operatore.

Nel successivo paragrafo verranno illustrate possibili misure pro-concorrenziali tese a ridurre il potere di mercato eventualmente detenuto dagli operatori nelle diverse macrozone e ad eliminare l'interesse degli operatori all'esercizio del potere di mercato che sia eventualmente residuo.

3. Misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e nel mercato per il servizio di dispacciamento: possibili soluzioni

3.1 *Interventi tesi alla riduzione strutturale del potere di mercato detenuto dagli operatori*

Una prima serie di misure per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso sono relative ad interventi che mirano a ridurre strutturalmente il potere di mercato degli operatori nel mercato all'ingrosso. Queste misure, alcune delle quali possono avere carattere sia permanente che transitorio, intervengono quindi direttamente sulla pivotalità degli operatori e si possono configurare in tre distinte categorie:

- a) interventi che prevedono la cessione a terzi di capacità produttiva (vendita di impianti)
- b) interventi che prevedono la cessione a terzi della sola disponibilità di capacità produttiva;
- c) interventi di regolamentazione delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico.

Cessione della proprietà o della disponibilità di capacità produttiva

La prima categoria di interventi è già stata introdotta in Italia con la previsione del decreto legislativo n. 79/99 di cessione da parte di Enel di circa 15.000 MW. Tale cessione ha portato alla costituzione delle cosiddette Genco.

Nelle esperienze internazionali ed in almeno un caso in Italia, interventi della seconda categoria si sono concretizzati, ad esempio, nella conclusione di contratti di *tolling* tra l'operatore cedente la disponibilità di capacità produttiva (*tollee*) e l'acquirente (*toller*). In un contratto di *tolling*, generalmente il *tollee* ha la responsabilità dei soli rischi tecnici di produzione derivanti dalle attività di esercizio, manutenzione e repowering degli impianti. Il *toller*, invece, si fa carico dei rischi di mercato dell'approvvigionamento del combustibile e della commercializzazione dell'energia elettrica prodotta.

Il *toller*, infatti, ha la responsabilità di fornire al *tollee* alla centrale il combustibile necessario per la produzione dell'energia elettrica. Il *tollee* si impegna a mettere a disposizione del *toller* la propria capacità produttiva, impegnandosi quindi a convertire in energia elettrica il combustibile consegnato e a fornire al *toller* la quantità di energia elettrica corrispondente.

Come evidenziato nell'indagine conoscitiva, misure tese alla riduzione del grado di pivotalità degli operatori per potere essere efficaci dal punto di vista del potere di mercato devono interessare rilevanti valori di capacità produttiva, oltre a prevedere una pluralità di soggetti cui la disponibilità della capacità produttiva viene trasferita.

In particolare, per essere efficaci gli interventi in oggetto devono essere di ampiezza tale da modificare le aspettative di prezzo degli operatori, verso livelli più concorrenziali. Un intervento strutturale poco incisivo potrebbe infatti avere un effetto addirittura controproducente sui prezzi. Il rischio è, da un lato, che gli acquirenti paghino per la capacità produttiva oggetto di cessione un valore molto elevato, fondato su aspettative di prezzi di mercato alti. D'altro canto, il permanere in capo ad un operatore, anche se in un numero di ore inferiore, del potere di fissare il prezzo unilateralmente potrebbe portare ad un aumento dei prezzi connesso con la necessità dell'operatore di coprire i propri costi fissi su volumi di energia e quote di mercato inferiori.

L'utilizzo efficace dei citati strumenti ai fini del controllo del potere di mercato potrebbe tuttavia confliggere con obiettivi più generali di efficienza produttiva: la cessione a molteplici soggetti della proprietà o della disponibilità di quote rilevanti di capacità produttiva potrebbe portare ad un dimensionamento inefficiente delle società di produzione. L'attività di generazione è infatti caratterizzata da economie di scala connesse con l'approvvigionamento dei combustibili e con la cessione dell'energia elettrica prodotta. Entrambe queste attività comportano la gestione di rischi commerciali, di processi di logistica e di negoziazione; l'efficienza di tale gestione dipende sensibilmente dal raggiungimento di una soglia critica minima. Le inefficienze prodotte da un frazionamento eccessivo – ma pur sempre funzionale, affinché nessun operatore risulti ancora indispensabile – potrebbero quindi essere prodotte da entrambe le categorie di interventi mirate alla riduzione del potere di mercato.

Inoltre, se la dimensione d'impresa conseguente alla cessione non fosse ottimale, il mercato tenderebbe ad attivare un processo di ri-aggregazione con un aumento naturale del grado di concentrazione. Per mantenere le citate soglie dimensionali sarebbe necessario, quindi, prevedere tetti permanenti alla dimensione degli operatori di mercato acquirenti, anche tenendo conto dei rapporti di controllo e collegamento tra i medesimi, con tutte le negatività del caso.

Unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico

Le unità di produzione essenziali per la sicurezza del sistema elettrico sono unità di produzione che risultano indispensabili ai fini del dispacciamento, per assicurare la sicurezza del sistema elettrico,

in alcune prevedibili condizioni di funzionamento delle reti. Per loro natura, quindi, le unità di produzione essenziali godono di potere di mercato; tale potere è tanto più esteso quanto più frequenti sono le condizioni di funzionamento delle reti in cui l'unità risulta indispensabile. Per questa ragione tali unità sono generalmente soggette a norme particolari e vincoli all'offerta. Anche in Italia le unità di produzione classificate dal GRTN come essenziali per la sicurezza sono soggette ad un regime di regolamentazione specifico³, che tuttavia risponde in maniera parziale alle esigenze di controllo del potere di mercato.

Questo tipo di misura è in realtà solo parzialmente inquadrabile tra le misure tese a ridurre il grado di indispensabilità dei titolari degli impianti di produzione, in funzione del tipo di regolamentazione previsto, e può presentare caratteristiche che lo possono ricondurre alla categoria di interventi tesi alla riduzione del grado di interesse ad esercitare il potere di mercato. L'attribuzione alla categoria di interventi dipende dal grado di libertà, consentito dal GRTN al produttore, nel decidere le modalità di esercizio commerciale dell'impianto.

Indipendentemente da ciò, questo tipo di misura trova un suo limite naturale nell'opportunità di consentire ad un soggetto terzo – il GRTN – di condizionare sensibilmente attraverso la programmazione della capacità produttiva trasferita nella sua disponibilità gli esiti del mercato all'ingrosso. Ciò sconsiglia di estendere il regime di regolazione delle unità essenziali al di là della capacità produttiva che risponda effettivamente a caratteristiche di essenzialità per la sicurezza del sistema elettrico.

D'altra parte, il preoccupante quadro strutturale relativo al mercato per il servizio di dispacciamento (di seguito: MSD) emerso dall'indagine conoscitiva e gli anomali esiti di mercato registrati nel corso del 2004⁴ suggeriscono l'opportunità di una riflessione circa i criteri di identificazione delle unità essenziali oggi vigenti nel sistema elettrico italiano, prevedendo eventualmente l'inserimento di elementi oggettivi di costo nella valutazione dell'insieme delle unità da assoggettare a regolamentazione. Appare inoltre importante verificare che tutte le unità di produzione che nei quasi 14 mesi dall'avvio del sistema delle offerte sono risultate, anche se per un numero limitato di ore, necessarie per la sicurezza del sistema rientrino nel meccanismo di regolamentazione specificamente previsto per le unità essenziali. Inoltre, è opportuno riflettere sulla coerenza tra

3.2 *Interventi tesi alla riduzione del grado di interesse ad esercitare il potere di mercato*

Una seconda serie di interventi per la promozione della concorrenza nel mercato all'ingrosso è costituita da strumenti tesi alla riduzione dell'interesse del produttore ad esercitare il proprio potere di mercato. Fra tali interventi sono da annoverare, a titolo di esempio, i seguenti:

- a) la fissazione di tetti ai prezzi delle offerte di vendita presentate dal produttore nel mercato elettrico (*bid cap*) o di tetti al prezzo di equilibrio riconosciuto alle offerte di vendita accettate (*price cap*);
- b) la previsione di vincoli alle modalità di determinazione del prezzo riconosciuto a ciascun operatore relativamente alle offerte di vendita accettate in funzione degli esiti del mercato e del suo comportamento di offerta (misure di regolazione selettiva del comportamento);
- c) l'imposizione di un obbligo a cedere dei Virtual Power Plant (di seguito: VPP) o dei contratti alle differenze (di seguito: CFD a due vie) per quantitativi predefiniti e a prezzi determinati sulla base di una procedura concorsuale le cui regole sono fissate dal regolatore.

³ Vedi la Sezione 2 del Titolo 2 della deliberazione n. 168/03, come successivamente modificata ed integrata.

⁴ Si veda in proposito la deliberazione n. 102/04 di avvio dell'istruttoria conoscitiva sulle dinamiche di offerta delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento.

Bid cap

Il *bid cap* consiste nell'imporre un tetto al prezzo offerto in vendita da un produttore relativamente ad uno specifico impianto in un determinato mercato dell'energia o nel mercato per il servizio di dispacciamento. Lo strumento del *bid cap* si presta ad essere utilizzato laddove sia possibile identificare ex ante specifiche situazioni di monopolio legate alla particolare localizzazione geografica o alle caratteristiche tecniche di un impianto. Non appare invece adatto a correggere problemi estesi di strutturale carenza di concorrenza nell'offerta.

La fissazione del *bid cap* comporta l'individuazione degli impianti che devono essere soggetti al tetto e la determinazione del livello al quale deve essere collocato il medesimo tetto.

L'identificazione degli impianti richiede un'analisi di dettaglio della struttura della rete e delle probabili congestioni che si potrebbero verificare all'interno delle singole zone.

Il livello del tetto deve essere inoltre determinato in modo tale da garantire che l'impianto di generazione sia in grado, attraverso le offerte sui diversi mercati, di coprire anche i costi fissi.

La fissazione di un tetto alle offerte si limita a ridurre l'incentivo del produttore ad esercitare il potere di mercato, senza sterilizzarlo completamente. L'effetto dipende ovviamente dal livello del tetto. Si deve tuttavia tenere conto che l'esigenza di assicurare la copertura dei costi fissi rende spesso difficile la definizione di tali tetti, facendo preferire una regolazione dei ricavi.

Una misura per alcuni aspetti analoga è quella che impone un limite al prezzo riconosciuto alle offerte accettate in vendita sul mercato (*price cap*). Tuttavia, data la sua rigidità da un lato e la sua applicazione generalizzata dall'altro, difficilmente questo strumento può rappresentare di per sé un limite efficace all'esercizio del potere di mercato. Il *price cap* si sostanzia infatti nella determinazione di un unico tetto ai prezzi riconosciuti valido per tutte le unità produttive indipendentemente dalle condizioni di costo e di domanda. In pratica tale strumento rischia di essere inefficace in alcune condizioni di mercato ed eccessivamente stringente in altre. Anche per questi motivi nelle esperienze internazionali, così come in Italia, il tetto è fissato a livelli sufficientemente elevati da non interferire con l'eventuale esercizio di potere di mercato.

In generale si può rilevare che strumenti che vincolano il comportamento degli operatori nel mercato sono generalmente definiti per operare in un mercato caratterizzato da una soddisfacente dinamica concorrenziale e possono rappresentare valide forme di prevenzione di potenziali criticità connesse con problemi locali di potere di mercato (vedi *bid cap*) o con aumenti improvvisi ed estremi dei prezzi non correlati ai costi (vedi *price cap*), ma non sembrano idonei a risolvere - da soli - problemi strutturali così radicati come quelli che caratterizzano il mercato all'ingrosso e il mercato per il servizio di dispacciamento in Italia.

Misure di regolazione selettiva del comportamento

Le misure di regolazione selettiva del comportamento rappresentano un'evoluzione degli interventi sopra analizzati. Queste si basano sull'identificazione ed il monitoraggio di indici sintetici rappresentativi degli esiti del mercato, in rapporto ad esiti concorrenziali, e del grado di concorrenzialità del medesimo e prevedono, più o meno direttamente, dei vincoli alle strategie di offerta degli operatori piuttosto che al livello dei prezzi offerto. Rientrano, ad esempio, in questa categoria di interventi le misure previste dalla deliberazione dell'Autorità 24 febbraio 2004, n. 21/04 per l'anno 2004 e dalla deliberazione dell'Autorità 30 dicembre 2004, 254/04, per l'anno 2005.

Questo tipo di misure ha la finalità di ridurre l'interesse dell'operatore all'esercizio deliberato del proprio potere di mercato. Per sua natura, la regolamentazione selettiva del comportamento si

caratterizza come strumento congiunturale di correzione di squilibri transitori; diversamente, l'intervento regolatorio potrebbe rivelarsi inefficace.

CFD a due vie e VPP

I CFD a due vie prevedono che le parti che sottoscrivono tali contratti di fornitura regolino tra loro, per tutta la quantità di energia elettrica contrattata, la differenza tra il prezzo rilevato su un predefinito mercato (ad esempio il prezzo zonale del MGP) ed un prezzo predefinito e fissato contrattualmente o *strike price*. Se detta differenza è positiva, sarà il cedente l'energia elettrica a dover versare tale ammontare all'acquirente; l'opposto se detta differenza è negativa.

Qualora i CFD siano conclusi da un operatore con disponibilità di capacità produttiva, il cedente non avrà interesse a presentare offerte con prezzo superiore ai propri costi variabili, almeno fino a concorrenza della quantità di energia elettrica oggetto di CFD. Infatti, dovendo regolare con l'acquirente ogni differenza tra lo *strike price* e il prezzo di mercato, non avrebbe interesse ad offrire in Borsa le quantità contrattuali a prezzi superiori ai propri costi variabili poiché incasserebbe in ogni caso lo *strike price* del CFD. Al tempo stesso, offerte con prezzi inferiori ai suoi costi variabili potrebbero impedirgli di risparmiare su tali costi variabili qualora il prezzo di mercato risulti inferiore ai medesimi. In altri termini, relativamente alle quantità oggetto dei CFD, i profitti aumentano per il produttore solo se i prezzi di mercato scendono sotto il livello dei suoi costi variabili; questo è il caso in cui il cedente acquista in Borsa da altri produttori per "rivendere" allo *strike price* in esecuzione del CFD stipulato.

I VPP sono contratti simili a contratti differenziali, ma hanno la natura di opzioni esercitabili dall'acquirente. Questi contratti prevedono che il cedente versi all'acquirente, per tutta la quantità contrattuale per cui è stata esercitata l'opzione, l'eventuale differenza, se positiva, tra il prezzo di mercato e il prezzo pattuito nel contratto (*strike price*). La quantità contrattuale per cui può essere esercitata l'opzione non può mai essere maggiore della quantità oggetto dei VPP; inoltre possono essere previste clausole (inter-temporali) che limitano la quantità contrattuale per cui può essere esercitata l'opzione in un periodo in funzione, per esempio, della quantità contrattuale per cui è stata esercitata l'opzione nel periodo precedente.

Tali contratti possono prevedere eventualmente la facoltà dell'acquirente di richiedere al produttore la presentazione di un programma di immissione pari alla quantità contrattuale per cui l'acquirente ha deciso di esercitare l'opzione invece che la restituzione della differenza di cui sopra.

I VPP sterilizzano l'incentivo del cedente che sia anche produttore, relativamente alla quantità contrattuale, a presentare offerte in Borsa con prezzi superiori allo *strike price*. Infatti, il cedente, dovendo versare all'acquirente la differenza tra il prezzo di Borsa e lo *strike price*, non potrebbe comunque incamerare un prezzo più alto dello *strike price*. Diversamente dai CFD a due vie, permane invece il potenziale incentivo del cedente a far uso del suo potere di mercato per portare i prezzi sino ad un livello prossimo allo *strike price*.

Si deve tuttavia considerare che i produttori hanno comunque interesse a esercitare il loro potere di mercato ex ante, ovvero nel momento della stipula dei contratti. L'intervento del regolatore si rende dunque necessario e fondamentale se si vuole che questi contratti (VPP o CFD) siano sottoscritti a prezzi che non riflettano l'esercizio di potere di mercato.

In un confronto tra CFD e VPP si deve evidenziare, inoltre, che questi ultimi consentono all'acquirente una maggiore flessibilità, poiché non prevedono alcun obbligo di esercizio del contratto nelle ore in cui l'acquirente si attenda che lo *strike* risulti superiore al prezzo registrato sul mercato. Ciò tutela l'acquirente rispetto a modifiche nella volatilità dei prezzi di mercato oltre a consentirgli di meglio seguire il profilo di consumo dei propri clienti.

Un elemento di rilievo per valutare l'efficacia dei VPP quale misura per la promozione della concorrenza è la modalità con cui il VPP viene esercitato dall'acquirente. In particolare, i VPP possono essere ad esercizio automatico ex post in funzione del livello del prezzo all'ingrosso registrato ad esempio sul MGP o ad esercizio su richiesta dell'acquirente. Nel primo caso, il cedente non potrà mai avvantaggiarsi di prezzi di equilibrio sul MGP superiori allo *strike* contrattuale. Qualora, viceversa, sia l'acquirente a nominare con opportuno anticipo la quantità di VPP che intende esercitare, il cedente mantiene l'interesse ad esercitare il proprio potere di mercato con riferimento alla quantità di VPP non esercitata dall'acquirente.

Tuttavia, VPP con esercizio automatico ex post non consentono di disegnare questi prodotti come contratti bilaterali fisici, prevedendo cioè la facoltà dell'acquirente di richiedere al cedente di presentare un programma di immissione pari alla quantità contrattuale per cui l'acquirente ha deciso di esercitare l'opzione.

4. Misure per il settore elettrico nazionale

Come già ricordato nell'introduzione, l'assetto strutturale dell'offerta di energia elettrica in Italia presenta evidenti criticità, destinate a perdurare nel medio periodo.

L'indagine conoscitiva ha mostrato come nel periodo aprile – settembre 2004 Enel sia risultata indispensabile al soddisfacimento della domanda in un numero molto elevato di ore in tutte le macrozone ad eccezione della Sardegna. Questo quadro non sembra destinato a modificarsi sensibilmente nei prossimi due anni. Ad esempio, nel 2006 con riferimento alla macrozona Sud e tenendo conto della variazione attesa di disponibilità di capacità produttiva dei terzi, Enel potrebbe risultare assolutamente indispensabile in poco meno del 90% delle ore dell'anno per quantità che raggiungono i 9.500 MW. In particolare, il livello di domanda per il cui soddisfacimento Enel sarà assolutamente indispensabile potrebbe mantenersi al di sopra di circa 8000 MW per circa il 5% delle ore annue. Pertanto, per una parte significativa dell'anno, in assenza di strumenti di sterilizzazione dell'interesse ad esercitare il potere di mercato, il prezzo potrebbe essere fissato a livelli discrezionali, unicamente in ragione degli obiettivi di profitto dell'operatore dominante.

L'intervento necessario per il controllo del potere di mercato si configura quindi come quantitativamente rilevante. D'altro canto, l'analisi quantitativa evidenzia che il problema è strutturale e molto radicato, suggerendo che misure pro-concorrenziali che agiscano esclusivamente su vincoli al comportamento degli operatori nel mercato all'ingrosso e nel mercato per il servizio di dispacciamento, quali il *bid cap*, il *price cap* o misure di regolazione selettiva del comportamento, difficilmente sarebbero - da sole - in grado di ricondurre il mercato ad esiti concorrenziali.

La soluzione deve essere ricercata nell'ambito degli interventi strutturali, anche attraverso un insieme articolato di misure tra loro complementari.

Il dimensionamento di eventuali interventi strutturali dovrebbe essere valutato in funzione dell'efficacia dei medesimi nel modificare in modo sostanziale la possibilità o l'interesse degli operatori ad esercitare il proprio potere di mercato. In particolare, qualora l'operatore interessato dall'intervento continui ad essere indispensabile per un numero di ore significativo, l'intervento può considerarsi efficace solo nella misura in cui, in esito al complesso delle misure introdotte, l'operatore non abbia interesse ad esercitare il proprio potere di mercato, fissando unilateralmente il prezzo al di sopra del livello concorrenziale.

L'obbligo di cessione della proprietà o della disponibilità di capacità produttiva dovrebbe quindi essere commisurato a partire dalla quantità per cui l'operatore è indispensabile per il soddisfacimento della domanda e sottraendo a tale valore:

- 1) la capacità produttiva delle unità essenziali soggette a regolamentazione dei ricavi;

- 2) la capacità produttiva già impegnata, al momento di assunzione delle misure concorrenziali, in contratti alle differenze pluriennali conclusi dall'Acquirente unico per gli anni successivi;
- 3) eventualmente, la capacità produttiva già impegnata in contratti alle differenze pluriennali conclusi da soggetti diversi dall'Acquirente unico, a condizione che detti contratti siano standardizzati e assimilabili a quelli dell'Acquirente unico.

La capacità così ottenuta potrebbe essere ulteriormente ridotta in funzione del valore dell'indice di convenienza ad esercitare il potere di mercato (ICR) negli anni oggetto dell'intervento. Tale indice dovrebbe attestarsi su valori superiori ad una soglia critica definita in funzione dei costi variabili di produzione della capacità produttiva di cui viene trasferita la disponibilità: l'intervento è tanto più efficace e, perciò, potrebbe essere tanto meno esteso, quanto più alti sono i costi variabili della capacità produttiva oggetto di cessione⁵. La scelta di una strategia di offerta a prezzi alti è infatti tanto più onerosa per il produttore in termini di perdita di quote di mercato quanto maggiore è la quota di mercato potenziale associata ad un'offerta concorrenziale (quantità da dispacciamento ottimo). A sua volta, a parità di altre condizioni, la quantità da dispacciamento ottimo è tanto maggiore quanto più bassi sono i costi variabili di produzione dell'operatore.

Spunti per la consultazione:

S1. Si concorda sul fatto che il dimensionamento di interventi volti alla riduzione del grado di indispensabilità degli operatori con potere di mercato debba essere determinato con riferimento al residuo interesse degli operatori a fissare il prezzo unilateralmente?

S2. Vi sono altri criteri, oltre a quelli individuati, per quantificare la capacità produttiva di cui si debba trasferire la proprietà o la disponibilità affinché le misure risultino efficaci?

4.1 Confronto tra interventi volti a ridurre il grado di indispensabilità e interventi volti a ridurre l'interesse ad esercitare il potere di mercato

Da quanto sopra detto, data la dimensione dell'intervento, appare evidente che la cessione della proprietà o della disponibilità di capacità produttiva potrebbe produrre un dimensionamento inefficiente delle società di produzione. Inoltre, il processo di cessione della capacità produttiva oggetto dell'intervento richiederebbe tempi non compatibili con l'esigenza di assicurare un quadro strutturale più competitivo già a partire dal 2006. Interventi che prevedano la cessione da parte di Enel di contratti di *tolling* richiederebbero infatti presumibilmente tempi lunghi, dovendosi definire l'insieme delle clausole contrattuali tese a regolare i rapporti tra *toller* e *tollee*.

Spunti per la consultazione:

S3. Si concorda con le criticità evidenziate in merito all'introduzione di misure tese alla riduzione del grado di indispensabilità degli operatori con potere di mercato?

S4. In caso affermativo, si ritiene che queste misure possano essere accompagnate da altre misure di supporto al fine di ridurre gli effetti delle suddette criticità?

⁵ Si veda il paragrafo 2.

D'altro canto, come già osservato, effetti equivalenti a quelli attesi in seguito alla cessione a terzi della disponibilità della capacità produttiva possono essere ottenuti attraverso interventi che consentano di sterilizzare per ampi orizzonti temporali l'interesse dell'operatore ad esercitare il proprio potere di mercato, senza subire le negatività connesse con la cessione.

Tali interventi, la cui dimensione in termini di capacità produttiva deve comunque essere determinata secondo gli stessi criteri sopra ricordati validi per la cessione di capacità, presentano il vantaggio di non richiedere, per essere efficaci, limiti alla capacità assegnabile a ciascun potenziale acquirente. L'unico limite che dovrebbe essere ovviamente imposto è che la capacità non sia assegnabile ad operatori che già detengono rilevanti quote di capacità produttiva.

Data la sostituibilità delle due tipologie di intervento, sembrerebbe quindi preferibile intervenire prevedendo l'introduzione di CFD e/o di VPP piuttosto che la cessione diretta della disponibilità di capacità produttiva. L'obbligo di cessione di capacità produttiva potrebbe eventualmente essere previsto in maniera circoscritta per far fronte a situazioni specifiche e ben delimitate. Ad esempio, si potrebbe prevedere in capo ad Enel un obbligo di cessione di capacità o di disponibilità delle unità di produzione di pompaggio, che rappresentano uno dei pochi strumenti ad oggi economicamente convenienti di immagazzinamento dell'energia elettrica attraverso la sua conversione in energia meccanica potenziale.

Spunti per la consultazione:

S5. Si ritiene opportuno prevedere un obbligo di cessione in capo ad Enel delle unità di pompaggio o della disponibilità delle medesime e la loro regolazione autonoma come attività di "stoccaggio energetico finalizzato all'erogazione di energia elettrica"?

Perché la sostituibilità delle due tipologie di intervento sia effettivamente tale i CFD e/o i VPP dovrebbero prevedere che la regolazione delle relative partite economiche sia definita con riferimento al prezzo zonale, quale prezzo da confrontare con lo *strike price*. Inoltre, la durata dei contratti dovrebbe essere sufficientemente lunga da controbilanciare l'interesse del cedente a mantenere alti i prezzi in borsa in una logica di *self-commitment*. Il mantenimento di prezzi elevati in borsa potrebbe infatti rappresentare la base per la conclusione di contratti bilaterali a condizioni favorevoli negli anni successivi.

Particolare cura deve essere prestata sia al disegno delle procedure di assegnazione della disponibilità di capacità produttiva e/o dei CFD/VPP così come alla costruzione dei prodotti oggetto di assegnazione. Per evitare che l'esercizio del potere di mercato non sia annullato, ma semplicemente trasferito dal mercato spot al mercato a termine rappresentato dalla contrattazione dei CFD/VPP, è infine necessario che il disegno del prodotto oggetto della cessione, nonché la definizione delle modalità e delle procedure per la cessione siano regolate in dettaglio dall'Autorità.

Spunti per la consultazione:

S6. Si concorda sull'equivalenza in termini di effetti sugli esiti di mercato di misure quali CFD di lunga durata rispetto agli interventi tesi a trasferire la disponibilità della capacità produttiva a terzi?

S7. Anche in funzione della risposta data al precedente spunto di consultazione, si ritiene che misure tese a ridurre l'interesse all'esercizio del potere di mercato siano da preferire a misure tese a cedere la disponibilità della capacità produttiva a terzi?

S8. Si ritiene che misure quali i VPP pur non sterilizzando completamente l'interesse dell'operatore cedente ad esercitare il proprio potere di mercato, presentino caratteristiche di flessibilità e/o di minore rischiosità economica per gli operatori acquirenti tali da farli preferire ai CFD quale misura di intervento? In caso affermativo, quale modalità di esercizio si ritiene debbano avere eventuali VPP⁶?

S9. Si ritiene corretto che il disegno del prodotto oggetto della cessione (CFD/VPP), nonché la definizione delle modalità e delle procedure per la cessione siano regolate dall'Autorità

L'introduzione di misure che prevedano la cessione a operatori terzi della disponibilità di capacità produttiva e/o la cessione di CFD/VPP deve temperare l'obiettivo di promozione della concorrenza con la tutela dell'equilibrio economico finanziario dell'operatore con potere di mercato oggetto dell'intervento.

La tutela dell'equilibrio economico finanziario dell'operatore oggetto dell'intervento potrebbe essere garantita, ad esempio, prevedendo procedure concorsuali di assegnazione con prezzo di riserva stabilito dall'Autorità e tale da garantire un'equa remunerazione del capitale investito nella capacità produttiva oggetto dell'intervento.

È comunque importante osservare che la tutela dell'equilibrio economico e finanziario dell'operatore non deve garantire al medesimo operatore una valorizzazione della capacità produttiva oggetto dell'intervento allineata a quella che risulterebbe dall'esercizio di potere di mercato.

D'altro canto, ai fini della tutela della concorrenza si potrebbe prevedere una modalità di assegnazione che consenta un esito delle procedure di assegnazione coerente con quello che si avrebbe in un contesto di mercato concorrenziale. Da un lato appare chiaro che se l'insieme delle misure pro-concorrenziali è ben strutturato e, pertanto, in grado di spostare le aspettative di prezzo verso un livello coerente con un mercato concorrenziale, il prezzo di cessione dovrebbe naturalmente mantenersi entro limiti ragionevoli. Tuttavia, non è da escludere che, date anche le oggettive difficoltà che gli operatori incontrano nell'effettuare, su un orizzonte pluriennale, valutazioni di un settore così complesso e dinamico come quello elettrico, gli operatori possano attribuire un valore eccessivo alla capacità oggetto dell'assegnazione; ciò potrebbe giustificare l'introduzione di modalità del tipo concorrenziale sopra citate.

Spunti per la consultazione:

S10. Quale modalità di assegnazione si ritiene consenta di meglio tutelare l'equilibrio economico degli operatori soggetti all'obbligo di cessione?

S11 Si ritiene opportuno prevedere un prezzo massimo di assegnazione dei CFD e/o VPP nelle procedure concorsuali, al fine di tutelare la concorrenza?

⁶ Si veda il paragrafo 3.

4.2 *Interventi a supporto delle misure volte a ridurre l'interesse ad esercitare il potere di mercato*

Date le criticità sopra evidenziate, potrebbe essere opportuno limitare la dimensione di misure che prevedano il trasferimento a operatori terzi della disponibilità di capacità produttiva e/o la sottoscrizione di CFD/VPP accompagnandole altresì con misure alternative.

In primo luogo si potrebbe estendere l'applicazione del regime previsto per le unità essenziali a tutte le unità di produzione che, sulla base degli esiti ad oggi registrati nel MSD, siano state o si valuta possano diventare necessarie al GRTN per l'approvvigionamento delle risorse di dispacciamento. Per consentire la piena efficacia di tale misura al fine della promozione della concorrenza, le unità essenziali dovrebbero essere tutte soggette alla regolazione dei ricavi. La regolamentazione dovrebbe inoltre imporre ai titolari di ciascuna unità essenziale l'obbligo di offrire nel MGP l'eventuale capacità produttiva non soggetta a vincoli e criteri definiti dal GRTN ad un prezzo non superiore al costo variabile riconosciuto all'unità di produzione definito dall'Autorità.

In secondo luogo si potrebbe intervenire modificando parzialmente il disegno del mercato. In particolare, si potrebbe prevedere di aumentare virtualmente la capacità di importazione in ciascuna macrozona. Interventi di questo tipo devono tuttavia essere introdotti con estrema attenzione agli effetti prodotti sul comportamento degli operatori in reazione al mutato contesto di norme che regolano il mercato. Infatti, come già illustrato nel documento per la consultazione 6 agosto 2004 sugli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo per l'utilizzo della capacità di trasporto, trascurare nella soluzione del MGP i vincoli fisici di trasporto difficilmente consente di raggiungere esiti più concorrenziali sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica; è anzi assai probabile che si abbia un aumento dei prezzi complessivamente sostenuti dai consumatori.

In particolare, gli effetti negativi prodotti da un disegno di mercato che non tenga in considerazione i reali vincoli di trasporto direttamente nella soluzione del MGP sono connessi all'aumento della capacità di esportazione più che all'aumento della capacità di importazione in seguito al rilassamento del vincolo di trasporto.

Pertanto, la variazione del disegno di mercato potrebbe avvenire modificando solo la capacità di trasporto in importazione nelle zone così da riflettere i valori di capacità di transito programmata ad un orizzonte futuro dato (ad esempio il 2010).

La capacità di trasporto virtuale (di seguito: CTV) in importazione così creata – ad esempio con riferimento alla zona centronord - rappresenterebbe la maggiore concorrenza attesa nel futuro grazie alle importazioni nella zona. Ciò, tuttavia, non altererebbe l'equilibrio nella zona virtualmente esportatrice - ad esempio la zona nord - la cui capacità di trasporto in esportazione non verrebbe modificata. La zona virtualmente esportatrice non sarebbe interessata dall'intervento, né in termini di domanda né in termini di offerta di energia elettrica. La CTV sarebbe pertanto equivalente a capacità produttiva virtuale le cui offerte nella zona importatrice potrebbero, ad esempio, essere presentate sul MGP dal GRTN (in quanto "titolare" della capacità di trasporto). Tale capacità dovrebbe essere offerta dal GRTN nella zona in cui è virtualmente localizzata ad un prezzo pari al prezzo registrato nella zona di esportazione della CTV.

Poiché alle offerte di vendita presentate dal GRTN non corrisponde una reale capacità di importazione, il GRTN stesso dovrebbe provvedere ad assicurare l'equilibrio tra domanda ed offerta, dati i reali vincoli di trasporto.

Questo obiettivo potrebbe essere conseguito in molti modi. Ad esempio, il GRTN potrebbe acquistare nel MSD l'energia elettrica equivalente alle offerte di vendita, corrispondenti alla CTV, presentate dallo stesso GRTN ed accettate nel MGP.

La differenza tra i costi sostenuti dal GRTN nel MSD per acquistare l'energia elettrica non importabile attraverso la CTV ed i ricavi ottenuti sul MGP per la cessione della medesima energia sarebbe coperta dall'insieme degli utenti di dispacciamento attraverso i corrispettivi di dispacciamento.

L'effetto principale prodotto da questo tipo di intervento è quello di evitare che l'eventuale esercizio di potere di mercato da parte di un operatore produca i suoi effetti sull'intero mercato. L'efficacia dell'intervento è, pertanto, vincolata alla dimensione della CTV, anche in relazione alle altre misure introdotte. Infatti, qualora continui ad essere presente anche un solo operatore dotato di proprio potere di mercato anche dopo avere sottratto alla sua domanda residuale la CTV, si perderebbe l'efficacia dell'intervento.

L'operatore con potere di mercato non avrebbe interesse a effettuare offerte allineate ai propri costi sul MGP poiché all'aumento di quote di produzione in MGP corrisponderebbe un aumento di concorrenza nel MSD.

Un intervento che porti alla creazione di CTV fonda la propria efficacia sull'avversione al rischio degli operatori non dominanti in presenza di remunerazione con *pay as bid* (in sostituzione del *system marginal price*), regola di formazione del prezzo prevista per l'MSD. Ciò, unito al rischio che si producano distorsioni del funzionamento del mercato, consiglia di dimensionare con cautela la portata di una simile misura. Per esempio, la variazione della capacità di importazione potrebbe essere contenuta nei limiti di quanto previsto nel piano del GRTN di evoluzione della capacità di trasporto al 2010.

La principale criticità implementativa di questo intervento sembrerebbe essere legata al prezzo cui deve essere offerta la potenza corrispondente alla CTV.

Nel caso in cui il prezzo offerto debba essere uguale al prezzo registrato nella zona di esportazione della CTV, è possibile che siano necessarie modifiche al software oggi utilizzato per risolvere il MGP. Più semplice potrebbe allora essere prevedere di risolvere il MGP in due passaggi. Il primo passaggio servirebbe a determinare il prezzo nella zona di esportazione della CTV in assenza di questa. Nel secondo passaggio una capacità produttiva equivalente alla CTV verrebbe offerta al prezzo registrato nella zona di esportazione della CTV nel run precedente.

Tuttavia, legare il prezzo offerto al prezzo registrato nella zona di esportazione della CTV potrebbe spingere gli operatori che intendano dare una maggiore valorizzazione alla loro energia nella zona di importazione ad aumentare i prezzi offerti nella zona di origine della CTV. Ciò soprattutto quando l'impatto della CTV sui prezzi della zona di importazione sia sensibile.

Una soluzione alternativa sarebbe quella di determinare il prezzo di offerta indipendentemente dal prezzo registrato nella zona di origine della CTV. Ciò renderebbe più semplice anche l'integrazione della CTV nella soluzione del MGP che potrebbe essere ottenuta con un solo passaggio nel MGP.

Spunti per la consultazione:

S12. Si concorda sull'opportunità di prevedere l'introduzione di un insieme coordinato di misure per la promozione della concorrenza?

S13. In particolare, si concorda di abbinare misure che prevedano la cessione di CFD o VPP da parte di operatori con potere di mercato (e/o misure di trasferimento della disponibilità di capacità produttiva) con la previsione che tutte le unità essenziali – che cioè detengano

significativo potere di mercato nel MSD - siano disciplinate attraverso la regolazione dei ricavi?

S14. Si ritiene sia opportuno prevedere una modifica del disegno del mercato, aumentando la capacità di importazione come proposto? In caso affermativo, si concorda sul fatto che detta variazione debba essere non superiore a quanto previsto nel piano del GRTN di evoluzione della capacità di trasporto al 2010?

S15. Come si ritiene possa essere più opportunamente integrata la CTV nel disegno di mercato? In particolare, come si ritiene debba essere determinato il prezzo a cui la capacità corrispondente alla CTV debba essere offerta nel MGP?