



Autorità per l'energia elettrica e il gas

DIREZIONE ENERGIA ELETTRICA

**RICOGNIZIONE IN MATERIA DI REGISTRAZIONE DEI CONTRATTI DI
COMPRAVENDITA DI ENERGIA ELETTRICA, NONCHÉ DI DIRITTI ED
OBBLIGHI CONNESSI CON L'ESECUZIONE DI TALI CONTRATTI
NELL'AMBITO DEL SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO**

Documento per la ricognizione delle problematiche

1 giugno 2005

Premessa

Con deliberazione 6 aprile 2005, n. 65/05, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto le modalità per la registrazione dei contratti di compravendita di energia elettrica e la disciplina dei diritti e degli obblighi connessi con l'esecuzione di tali contratti nell'ambito del servizio di dispacciamento.

Il presente documento per la ricognizione è redatto e pubblicato dalla Direzione energia elettrica (di seguito: DELT) dell'Autorità sia per acquisire elementi informativi utili alla focalizzazione delle problematiche e delle esigenze degli operatori relativamente alla materia in oggetto, sia per rendere note, indicativamente, ai soggetti interessati le modalità ed i tempi previsti per lo svolgimento del citato procedimento.

Tale ricognizione costituisce un elemento propedeutico all'avvio di successive consultazioni funzionali, tra l'altro, allo svolgimento dell'analisi d'impatto della regolazione (di seguito: Air), introdotta dalla deliberazione n. 58/05, di cui il procedimento in esame costituisce un test di sperimentazione.

I contenuti dei documenti pervenuti a DELT in risposta alla presente ricognizione, unitamente ad un documento di sintesi delle osservazioni ricevute, saranno pubblicati nel sito internet dell'Autorità. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione da loro inviata sono tenuti indicare quali parti della documentazione sono da considerare riservate e, pertanto, da sottrarre alla pubblicazione.

Tutto ciò considerato, i soggetti interessati sono invitati a far pervenire a DELT, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il 30 giugno 2005, termine improrogabile di chiusura della presente ricognizione, al fine di consentire il regolare sviluppo del procedimento nei modi e nei tempi indicativamente previsti per la sperimentazione Air. Ai fini di agevolare la pubblicazione dei contenuti dei documenti pervenuti a DELT in risposta alla presente ricognizione si chiede di inviare, ove possibile, tale documenti anche in formato elettronico.

Indirizzo a cui far pervenire osservazioni e proposte:

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. Inquadramento procedurale ai fini Air

La presente ricognizione si inserisce nell'ambito della sperimentazione dell'analisi di impatto della regolazione (di seguito: l'Air), avviata con deliberazione n. 58/05¹.

Attraverso l'intero processo Air, l'Autorità intende rendere pubblico l'impianto logico che sta alla base dell'intervento regolatorio ed in particolare esplicitare le relative motivazioni rispetto ad altre possibili opzioni di intervento. L'Air infatti si inserisce in un'organica strategia di semplificazione e razionalizzazione dei procedimenti amministrativi ed ha la funzione di valutare le ricadute – in termini qualitativi e quantitativi – della decisione regolatoria sottoposta ad Air, in relazione sia all'insieme dei destinatari della decisione medesima, sia alle stesse amministrazioni che devono applicare e/o far applicare la regolamentazione. L'Air si propone di verificare anticipatamente se un intervento di regolazione sia necessario ed efficace, attraverso:

- a) la descrizione degli obiettivi del provvedimento la cui eventuale adozione è in itinere;
- b) il confronto tra le opzioni alternative;
- c) la valutazione, in alcuni casi anche quantitativa, dei benefici e dei costi per i destinatari (attuali e potenziali) delle nuove regole;
- d) gli effetti positivi e negativi sui processi funzionali, economici, sociali e ambientali².

L'Autorità ha previsto che l'introduzione dell'Air avvenga in modo sperimentale e graduale e, a tal fine, ha identificato alcuni procedimenti da sottoporre ad Air in via sperimentale nel 2005; uno di questi è il provvedimento avviato con la deliberazione n. 65/05, oggetto della presente ricognizione. Le fasi di ricognizione e di consultazione del procedimento in oggetto devono essere svolte secondo criteri adeguati alle esigenze informative e procedurali tipiche Air. Coerentemente, a titolo di sperimentazione, l'Autorità intende rendere noto il *piano di ricognizione e di consultazione*, sia in termini di sviluppo temporale che di modalità di confronto con i soggetti interessati.

Il presente documento rappresenta il primo elemento del *piano di ricognizione e di consultazione* strutturato, nell'ambito dell'Air al fine di: a) accrescere il bagaglio informativo dell'Autorità in fase di istruttoria; b) aumentare il grado di comprensione (condivisione) delle possibili opzioni di intervento dell'Autorità, coinvolgendo, nei modi e nei tempi opportuni, i destinatari delle norme nel processo decisionale; c) aumentare, di conseguenza, la trasparenza del processo decisionale.

¹ L'art. 12 della legge di semplificazione n. 229/03 prevede che le autorità amministrative indipendenti, cui la normativa attribuisce funzioni di controllo, di vigilanza e regolatorie, si dotino, nei modi previsti dai rispettivi ordinamenti, di forme e metodi di analisi dell'impatto della regolamentazione per l'emanazione di atti di competenza e, in particolare, di atti amministrativi generali, di programmazione o pianificazione, e comunque, di regolazione.

² Per una descrizione esaustiva dell'Air e del connesso quadro normativo si veda il documento "Linee Guida sull'introduzione dell'analisi di impatto della regolazione - Air – nell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" approvato dall'Autorità con la deliberazione n. 58/05.

La prima fase del *piano* è rappresentata dalla ricognizione e delineazione di possibili direzioni di evoluzione della normativa vigente ed è realizzata attraverso l'emanazione e la pubblicazione nel sito *internet* dell'Autorità del presente documento nella responsabilità degli Uffici dell'Autorità³. La ricognizione è mirata ad effettuare:

- a) la descrizione delle potenziali criticità del sistema di negoziazione di energia elettrica oggi vigente;
- b) la comprensione dei punti di vista degli operatori nella valutazione e ponderazione di tali criticità;
- c) la sollecitazione degli operatori a far emergere eventuali esigenze funzionali e modali che si ritiene debbano essere convenientemente apprezzate da parte dell'Autorità in vista di un'evoluzione del predetto sistema.

Per meglio chiarire il contesto di riferimento in cui si sta ipotizzando di intervenire, il presente documento propone, inoltre, una riflessione generale sulle possibili evoluzioni del quadro normativo, senza tuttavia prospettare precise opzioni di intervento che saranno oggetto dei successivi momenti di consultazione, propriamente detta.

Questa fase dovrebbe concludersi con la raccolta delle osservazioni al documento per la ricognizione formulate dai soggetti interessati entro il 30 giugno 2005. Il risultato della ricognizione sarà reso noto successivamente a tale data, attraverso la pubblicazione nel sito *internet* dell'Autorità dei contenuti non riservati dei documenti pervenuti a DELT in risposta alla ricognizione e di un documento di sintesi delle osservazioni ricevute. I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate e, pertanto, sottratte alla pubblicazione.

Chiusa la fase di ricognizione, è prevista una fase di consultazione diretta, volta alla precisazione dell'ambito di intervento e degli obiettivi generali e specifici perseguiti dall'Autorità nello svolgimento del procedimento in esame, nonché alla raccolta di osservazioni ed informazioni utili ad una più completa rilevazione delle esigenze socio-economiche alla base dell'intervento medesimo. Questa seconda fase dovrebbe essere svolta prevalentemente attraverso riunioni con soggetti qualificati, ad esempio clienti grossisti e produttori.

La consultazione dovrebbe proseguire con una fase documentale attraverso l'emanazione e la pubblicazione nel sito *internet* dell'Autorità di un documento per la consultazione che, sulla base degli elementi raccolti, identifichi specifiche opzioni per la soluzione delle criticità e possibili risposte alle esigenze evidenziate nella fase di ricognizione o riscontrate nella consultazione diretta.

³ In questo contesto, per Uffici dell'Autorità si intende la Direzione energia elettrica.

Con quest'ultimo documento per la consultazione l'Autorità intende:

- a) rendere nota la propria visione circa le criticità rilevate e le motivazioni che giustificerebbero una modifica normativa;
- b) illustrare gli obiettivi che intende conseguire con l'intervento;
- c) definire delle possibili alternative (opzioni) di intervento e raccogliere l'opinione dei soggetti interessati in merito;
- d) raccogliere informazioni, preferibilmente quantitative, circa i possibili effetti positivi e negativi associati alle varie opzioni.

Il termine per l'invio delle osservazioni al documento per la consultazione dovrebbe essere collocato in modo da consentire l'emanazione di un ultimo documento per la consultazione in cui viene descritta e motivata l'opzione ritenuta preferibile dall'Autorità. La fase di consultazione relativa dovrebbe chiudersi approssimativamente in ottobre, in modo da consentire l'emanazione del provvedimento finale in tempo utile per l'implementazione delle nuove norme a valere dal 2006.

Infine, si rende noto che, già a partire dalla fase di rilevazione delle esigenze (ricognizione), e per tutta la durata del processo decisionale, l'Autorità si avvarrà del contributo del Gestore del mercato e del Gestore della rete con cui è stato già istituito un apposito gruppo di lavoro informale.

2. Introduzione

L'esperienza maturata nel corso del primo anno di operatività del dispacciamento di merito economico ha consentito di individuare alcune rigidità che il vigente quadro regolamentare sembra porre al raggiungimento dell'obiettivo di conseguire, da un lato, la sicurezza del sistema elettrico nazionale e, dall'altro, le flessibilità necessarie allo sviluppo di strumenti efficienti di negoziazione dell'energia elettrica.

Anche alla luce degli insegnamenti mutuabili dalla pluriennale gestione dei sistemi elettrici liberalizzati all'estero, elementi essenziali al fine di conseguire tale obiettivo sono:

- un sistema di garanzie finanziarie robusto ed efficiente;
- un sistema di negoziazione di energia elettrica non discriminatorio, trasparente e flessibile; ossia idoneo a consentire agli operatori di assumere delle obbligazioni a termine nella compravendita di energia elettrica e di poterle successivamente modificare in maniera semplice ed efficace.
- un sistema per la registrazione delle posizioni commerciali assunte da ciascun operatore strutturato in modo da garantire la coerenza delle obbligazioni commerciali in vendita con quelle in acquisto e la loro rispondenza alle reali capacità degli operatori di immettere e prelevare energia elettrica.

Al fine di meglio comprendere gli elementi di criticità dell'assetto regolamentare vigente, il presente documento analizza innanzitutto, nel successivo capitolo 3, i principali requisiti che dovrebbero caratterizzare il sistema con riferimento all'assegnazione dei diritti e degli obblighi ad immettere o prelevare energia elettrica in esecuzione di contratti di compravendita, per poi procedere nel capitolo 4 ad identificare le criticità del sistema attuale. Il documento si chiude nel capitolo 5 con alcune considerazioni sui possibili scenari in cui le medesime criticità potrebbero essere superate.

Con riferimento al disegno del sistema di garanzie, giova fra l'altro ricordare che l'Autorità si è già attivata in base al disposto del comma 38.2, dell'allegato A alla deliberazione n. 168/03 costituendo un gruppo di lavoro la cui finalità è di elaborare una proposta di disciplina di "Un sistema di garanzie delle obbligazioni pecuniarie che traggono titolo dal contratto per il servizio di dispacciamento estendibile, al fine del contenimento degli oneri a carico dell'utenza, alle obbligazioni assunte nel sistema delle offerte nel caso di contestuale operatività in entrambi i mercati".

3. Linee guida per la gestione dei contratti di compravendita di energia elettrica nell'ambito del servizio di dispacciamento

Il Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: il Gestore della rete), nella sua veste di titolare del servizio di dispacciamento, è garante della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Le peculiari caratteristiche tecniche del sistema elettrico fanno sì che l'approvvigionamento delle risorse necessarie per garantire la sicurezza nell'ambito del servizio di dispacciamento debba essere programmato in anticipo rispetto al tempo reale. Affinché tale attività di programmazione possa essere efficacemente assolta, è necessario che i titolari dei punti di immissione e di prelievo (utenti del dispacciamento) comunichino al Gestore della rete entro un termine prefissato (nel seguito del documento denominato *gate closure*) i propri programmi di immissione/prelievo di energia elettrica. Ciò non è tuttavia sufficiente. Tali programmi devono infatti rispettare i seguenti requisiti:

- essere definiti per punto di dispacciamento;
- essere congruenti con le reali capacità di produzione e di consumo degli *asset* fisici sottostanti (unità di produzione e di consumo);
- essere vincolanti.

Il primo requisito deriva dal fatto che, al fine della minimizzazione dei costi connessi con il conseguimento della sicurezza del sistema, il Gestore della rete deve monitorare il comportamento

degli utenti del dispacciamento con riferimento ad aggregati di punti di immissione o di prelievo dal medesimo opportunamente definiti; tali aggregati costituiscono il punto di dispacciamento.

Il secondo requisito implica che il Gestore della rete debba mantenere un registro delle unità di produzione e di consumo recante i dati sulle effettive capacità di immissione e di prelievo delle unità connesse al sistema elettrico nazionale e che proceda sistematicamente a verificare la congruenza dei programmi di immissione e di prelievo ricevuti con i dati di disponibilità di potenza delle relative unità, nonché a rigettarli qualora tale verifica dia esito negativo.

Il terzo requisito implica che ogni deviazione “volontaria” degli utenti di dispacciamento rispetto alle obbligazioni di immissione o di prelievo assunte nei confronti del Gestore della rete debba essere adeguatamente valorizzata in modo da disincentivare tale comportamento.

Per garantire la sicurezza del sistema, il Gestore della rete deve inoltre acquistare e vendere energia elettrica nella misura necessaria a bilanciare il sistema, cioè a compensare eventuali variazioni nelle immissioni o nei prelievi di energia elettrica degli utenti del dispacciamento rispetto a quanto da loro programmato. Ciò genera dei costi e dei ricavi in capo al Gestore della rete che, affinché il medesimo Gestore della rete non sia esposto a rischi economici, devono essere coperti dagli utenti del dispacciamento in misura proporzionale alle rispettive responsabilità. A tal fine, è necessario che il Gestore della rete sia in grado di quantificare e valorizzare, per ciascun utente del dispacciamento, la differenza tra immissioni/prelievi effettivi in ciascun punto di dispacciamento ed i rispettivi programmi⁴. Tale differenza è qualificata come “sbilanciamento effettivo”.

Nell’ambito dell’attività di dispacciamento, il Gestore della rete deve infine regolare con ciascun utente del dispacciamento eventuali differenze tra i programmi fisici di immissione o di prelievo presentati al momento della *gate closure* al Gestore della rete e le obbligazioni commerciali di vendita fino ad allora registrate dal medesimo utente. Se consentito dal quadro regolamentare, è infatti teoricamente ammissibile che i programmi fisici di immissione possano essere differenti dalle obbligazioni commerciali di vendita assunte dall’utente del dispacciamento verso altri operatori. Tale differenza è qualificata come “sbilanciamento a programma”.

Un ragionamento analogo, ma speculare, si applica ai programmi di prelievo e ai contratti di acquisto di energia elettrica.

⁴ Si noti che in alcuni mercati, quale ad esempio quello inglese, l’attività di quantificazione, valorizzazione e fatturazione degli sbilanciamenti è effettuata da un soggetto diverso dal Gestore della rete. Tale soggetto svolge tuttavia un servizio di pubblica utilità ed è pertanto soggetto al controllo del regolatore.

Lo sbilanciamento a programma corrisponde ad inserire, a programma, una transazione di vendita o di acquisto di energia elettrica intestata al Gestore della rete.

Come spiegato nel capitolo 4 con riferimento al sistema elettrico italiano, lo sbilanciamento a programma può rappresentare uno strumento di flessibilità particolarmente utile, ad esempio, in sistemi rigidi in cui gli utenti del dispacciamento non hanno la possibilità di modificare, all'approssimarsi del tempo reale, le obbligazioni commerciali assunte in modo da renderle coerenti con i prelievi attesi del proprio parco clienti. L'operatività di sistemi di mercato flessibili che consentano agli operatori di modificare le proprie posizioni commerciali, anche con brevi anticipi rispetto al tempo reale, riduce invece la necessità per gli operatori di ricorrere allo sbilanciamento a programma.

Da quanto sopra evidenziato emerge la necessità che il Gestore della rete sia in grado, per ciascun utente del dispacciamento, di verificare in che misura ai programmi di immissione e prelievo corrispondano obbligazioni contrattuali di vendita o di acquisto di energia elettrica.

A tal fine è necessario che ogni obbligazione commerciale sia registrata. La registrazione consiste⁵:

- a) nell'identificazione degli utenti del dispacciamento a cui ciascuna obbligazione commerciale deve essere attribuita ai fini del calcolo degli sbilanciamenti a programma;
- b) nella verifica che all'obbligazione di vendita assunta da un utente del dispacciamento in immissione corrisponda un'equivalente obbligazione di acquisto assunta da un utente del dispacciamento in prelievo⁶.

L'identificazione degli utenti del dispacciamento a cui ciascuna obbligazione commerciale deve essere attribuita può essere realizzata, ad esempio, assegnando a ciascun utente del dispacciamento uno o più "conti in energia" a cui imputare sia le obbligazioni commerciali (vendita o acquisto) che le posizioni fisiche (immissioni o prelievi).

In tal caso la registrazione di un'obbligazione commerciale determina la scrittura:

⁵ Si noti che affinché la registrazione dei contratti di compravendita sia operativamente possibile è necessario che siano implementate altre due funzioni, propedeutiche ma indipendenti: la predisposizione e gestione dei registri degli utenti del dispacciamento, con l'identificazione dei rispettivi punti, e l'accreditamento degli operatori abilitati registrare contratti sul conto di ciascun utente del dispacciamento.

⁶ Come già accennato in apertura del presente capitolo, tale verifica può essere effettuata anche con riferimento all'insieme delle posizioni commerciali registrate da uno stesso *scheduling coordinator*.

- a) di un ammontare di energia elettrica, pari a quella prevista dall'obbligazione commerciale, in "dare" nel "conto energia" dell'utente del dispacciamento in immissione che deve consegnare tale ammontare;
- b) di un ammontare di energia elettrica, pari a quella prevista dall'obbligazione commerciale, in "avere" nel "conto energia" dell'utente del dispacciamento in prelievo che ha diritto di prelevare tale ammontare.

Tale "conto in energia" può essere utilizzato per la quantificazione dello sbilanciamento a programma. A tal fine al "conto in energia" di ciascun utente del dispacciamento in immissione devono essere imputate, come poste in "avere" anche i programmi fisici di immissione di energia elettrica relativi ai punti di dispacciamento nella responsabilità del medesimo utente. Il saldo del conto (differenza tra avere e dare) rappresenta lo sbilanciamento a programma.

Se un utente del dispacciamento vende un dato quantitativo di energia elettrica a termine (ad esempio 100 MW) con consegna in un certo periodo (ad esempio tutte le ore mese di luglio 2006) ed in tale periodo presenta al Gestore della rete una somma di programmi di immissione per un ammontare di energia elettrica equivalente, il saldo del conto, cioè lo sbilanciamento a programma, è pari a zero. D'altro canto, lo sbilanciamento a programma sarebbe stato nullo anche se l'utente del dispacciamento in immissione avesse concluso un contratto di acquisto di energia elettrica per un ammontare pari a 100 MW e con consegna in tutte le ore del mese di luglio 2006.

Si noti tra l'altro che la registrazione delle obbligazioni commerciali non deve necessariamente avvenire con riferimento a specifici punti di dispacciamento. E' sufficiente che le obbligazioni commerciali che si intendono registrare presso il Gestore della rete siano riferibili con certezza a specifici soggetti, utenti del dispacciamento.

A tale proposito è tuttavia importante ricordare che, ai fini del dispacciamento, il Gestore della rete necessita di programmi fisici di immissione o di prelievo per punto di dispacciamento. Coerentemente, il calcolo degli sbilanciamenti effettivi deve essere effettuato per punto di dispacciamento; ogni punto rappresenta quindi un "conto in energia" costruito ai fini del calcolo degli sbilanciamenti effettivi e distinto da quello utilizzato per gli sbilanciamenti a programma.

Da quanto sopra evidenziato, emerge che la quantificazione degli sbilanciamenti a programma, non necessita che il Gestore della rete tenga traccia (registri) di tutti i contratti di compravendita che conducono al trasferimento del titolo di proprietà dell'energia elettrica dal produttore al cliente finale (contratti produttore-grossista, grossista-grossista e grossista-cliente finale). E' sufficiente, infatti, che ciascun utente di dispacciamento in prelievo possa, al momento della *gate closure*,

registrare presso il Gestore della rete una posizione commerciale in acquisto, solo se tale posizione risulta “coperta” da una corrispondente posizione commerciale di segno opposto (vendita) registrata da un utente del dispacciamento in immissione. Se così non fosse, un utente del dispacciamento in prelievo, registrando contratti di acquisto di energia elettrica a cui non corrisponde un’obbligazione di vendita da parte di un utente di dispacciamento in immissione, potrebbe di fatto approvvigionarsi di energia elettrica dalla rete senza sopportarne gli oneri.

È importante, infine, sottolineare che ai fini del Gestore della rete, la verifica di corrispondenza tra obbligazioni commerciali di acquisto da parte dei clienti finali (utenti del dispacciamento in prelievo) e obbligazioni commerciali di vendita di energia elettrica degli utenti del dispacciamento in immissione può essere effettuata anche per una pluralità di obbligazioni commerciali, relative ad utenti del dispacciamento diversi, valutate nel loro insieme. Ad esempio, questo può essere realizzato autorizzando un soggetto (di seguito denominato *scheduling coordinator*) a registrare un insieme di obbligazioni commerciali di segno opposto (acquisto e vendita) riferite ad un insieme di utenti del dispacciamento purché le obbligazioni di acquisto risultino complessivamente pari alle obbligazioni di vendita. Il GME, ad esempio, svolge una funzione di *scheduling coordinator* in quanto seleziona nel mercato del giorno prima delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica di pari entità e le registra presso il Gestore della rete attraverso l’invio dei programmi di immissione o di prelievo aggiornati cumulati senza identificare una chiara relazione tra ciascuna posizione in vendita e ciascuna posizione in acquisto.

L’esigenza del Gestore della rete di verificare in che misura alle obbligazioni di immissione o di prelievo di energia elettrica assunte nei confronti del Gestore della rete (ovvero i programmi di immissione e di prelievo) corrispondono obbligazioni contrattuali di vendita o acquisto di energia elettrica è connessa inoltre alla gestione dei rischi (di controparte) connessi alla citata attività di compravendita di energia elettrica svolta dal Gestore della rete nell’ambito del dispacciamento.

Affinché il Gestore della rete sia coperto rispetto ai rischi di controparte connessi con l’attività di dispacciamento, è necessaria la presenza di:

- a) un solido sistema di garanzie;
- b) un robusto sistema di registrazione delle obbligazioni commerciali assunte dagli utenti del dispacciamento.

Nei seguenti paragrafi descriveremo dapprima come dovrebbe essere costruito il sistema di garanzie del Gestore della rete al fine di assicurarsi contro il rischio di insolvenza di un utente del dispacciamento, per poi descrivere come dovrebbe funzionare un sistema di negoziazione dell’energia elettrica che risulti al tempo stesso flessibile e compatibile coi vincoli posti dal Gestore

della rete agli utenti del dispacciamento ai fini della registrazione delle posizioni commerciali e della programmazione delle immissioni e dei prelievi.

3.1 Sistema di garanzie

Un sistema di garanzie efficace nel coprire il Gestore della rete dai rischi commerciali connessi con l'attività di dispacciamento deve poggiare sui seguenti presupposti:

- tutti i titolari di punti di immissione o di prelievo nel sistema devono concludere un contratto con il Gestore della rete che disciplini i diritti e gli obblighi dell'utente del dispacciamento verso il sistema (contratto di dispacciamento), incluso l'obbligo di prestare adeguate garanzie,
- il Gestore della rete deve essere in grado di quantificare periodicamente la massima esposizione debitoria netta di ciascun utente del dispacciamento nei confronti del Gestore della rete, di confrontarla con le garanzie finanziarie prestate dal medesimo utente.

Ogni utente del dispacciamento dovrebbe, in generale, operare sotto un sistema di garanzie dimensionato sulla sua massima esposizione debitoria netta verso il Gestore della rete prevedibile con riferimento all'arco temporale che intercorre fra il periodo di consegna dell'energia elettrica e la data di pagamento del controvalore degli scostamenti, fra posizioni commerciali e fisiche, relativi al medesimo periodo di consegna.

La massima esposizione debitoria netta è pari:

- per un operatore che agisca solo come utente di dispacciamento in prelievo, al massimo controvalore che può essere assunto dallo scostamento fra prelievi e posizioni commerciali in acquisto registrate presso il Gestore della rete;
- per un operatore che agisca solo come utente del dispacciamento in immissione, al massimo controvalore che può essere assunto dallo scostamento fra posizioni commerciali in vendita registrate e immissioni effettive. Ciò in quanto il rischio che il Gestore della rete si assume sulle vendite registrate è rappresentato dall'eventuale successiva mancata consegna dell'energia elettrica da parte degli utenti di dispacciamento in immissione interessati
- per un operatore che agisca come utente del dispacciamento sia in prelievo che in immissione, al massimo controvalore che può essere assunto dallo scostamento fra il saldo registrato presso il Gestore della rete tra posizioni commerciali in vendita ed in acquisto e il saldo effettivo tra immissioni e prelievi.

Ciò significa che un utente del dispacciamento in prelievo che non registri alcun acquisto nel summenzionato arco temporale dovrebbe depositare un ammontare di garanzie commisurato al suo

prelievo massimo prevedibile nel medesimo arco temporale, mentre un utente del dispacciamento in immissione che non registri alcuna vendita nel summenzionato arco temporale non dovrebbe prestare alcuna garanzia.

La registrazione delle obbligazioni commerciali presso il Gestore della rete (acquisti e vendite) è condizione necessaria affinché queste posizioni siano tenute in considerazione dal Gestore della rete nel calcolo della massima esposizione debitoria netta dell'utente del dispacciamento, prevedibile nell'arco temporale rilevante.

Poiché la registrazione di acquisti e vendite presso il Gestore della rete incide sulla massima esposizione debitoria netta di ciascun utente del dispacciamento verso il medesimo Gestore, questa deve tradursi in una riduzione delle garanzie richieste agli utenti del dispacciamento che registrano degli acquisti (la cui esposizione debitoria netta verso il sistema si riduce) ed un equivalente incremento delle garanzie richieste agli utenti del dispacciamento che registrano delle vendite (la cui esposizione debitoria netta verso il sistema aumenta).

A tal proposito, è opportuno rilevare che la coerenza fra la posizione commerciale assunta da un utente del dispacciamento in immissione e la possibilità per il medesimo utente di assumere una posizione fisica equivalente sulla base degli impianti di produzione di cui è titolare (mediante l'immissione di energia elettrica), sebbene sia un requisito cautelativo nelle fasi di avvio di un nuovo mercato quando i sistemi di garanzie non sono ancora ben sviluppati, da sola non offre una garanzia sufficiente che l'utente del dispacciamento consegni la merce (l'energia elettrica). Si pensi, ad esempio, all'eventualità di un produttore che, per una data ora, abbia effettuato una vendita di energia elettrica per un valore pari alla potenza nominale del proprio impianto e che nel tempo reale il conseguente impegno ad immettere l'energia elettrica nel sistema non risulti rispettato in quanto l'impianto si è guastato o il produttore non aveva la disponibilità del combustibile.

Tuttavia, è importante ricordare che la titolarità di un asset fisico incide positivamente sul *rating* finanziario dell'utente del dispacciamento; ciò dovrebbe tradursi in una riduzione dei costi che tale utente del dispacciamento deve sostenere per prestare le garanzie richieste dal Gestore della rete. Fra l'altro, lo stesso Gestore della rete potrebbe differenziare l'ammontare di garanzie richieste in ragione del *rating* finanziario di vari utenti del dispacciamento.

Al fine di limitare i rischi e i costi connessi all'accensione delle garanzie, è peraltro opportuno che:

- a) la liquidazione delle esposizioni debitorie o creditorie nette degli utenti del dispacciamento verso il sistema abbia luogo in tempi brevi;
- b) il sistema sia in grado di monitorare frequentemente l'esposizione debitoria netta di ciascun utente del dispacciamento e di intervenire tempestivamente qualora tale esposizione raggiunga prefissati valori soglia rispetto alle garanzie prestate;

- c) sia prevista, quale argine del sistema verso potenziali default, l'espulsione dell'utente del dispacciamento dal sistema e l'escussione delle garanzie qualora il medesimo utente non le abbia reintegrate entro un brevissimo periodo;
- d) il sistema si doti di ulteriori misure preventive quali:
 - l'avviso del Gestore della rete agli utenti del dispacciamento in prelievo che uno specifico utente del dispacciamento in immissione ha violato il primo dei valori soglia sulle garanzie;
 - il rifiuto di registrare nuove vendite di un utente del dispacciamento in immissione qualora tale utente abbia violato l'ultimo valore soglia sulle garanzie, fintantoché la sua esposizione debitoria netta non sia rientrata nei limiti dei valori soglia prefissati;
 - il divieto di includere nuovi punti di prelievo nella responsabilità di un utente del dispacciamento in prelievo qualora tale utente abbia violato il primo valore soglia sulle garanzie, fintantoché la sua esposizione debitoria netta non sia rientrata nei limiti dei valori soglia prefissati.

3.2 Sistema di negoziazione dell'energia elettrica, sistema di registrazione delle posizioni commerciali e sistema di comunicazione dei programmi

Nel precedente paragrafo si è accennato al fatto che la registrazione delle posizioni commerciali presso il Gestore della rete possa avvenire con modalità e per quantità diverse da quelle previste per la comunicazione dei programmi di immissione e di prelievo delle unità di produzione e di consumo. Allo stesso modo, le attività di negoziazione dei contratti di compravendita a termine di energia elettrica e la registrazione delle obbligazioni commerciali presso il Gestore della rete possono essere svolte avvalendosi di piattaforme informatiche assolutamente distinte. Il sistema di negoziazione dell'energia elettrica può infatti essere configurato in maniera flessibile, purché sia in grado di produrre degli esiti finali compatibili coi vincoli posti dal quadro regolamentare e resi operativi dal Gestore della rete ai fini della registrazione delle obbligazioni commerciali. Al fine di chiarire meglio i rapporti fra il sistema di negoziazione dell'energia elettrica e il sistema di registrazione delle obbligazioni commerciali presso il Gestore della rete può essere utile descrivere due possibili configurazioni di quest'ultimo sistema.

Prima configurazione

Il Gestore della rete emette, per ogni utente del dispacciamento in immissione, un ammontare di certificati al portatore riferiti al medesimo utente, ciascuno dei quali reca un'obbligazione ad

immettere 1 MWh di energia elettrica in una specifica ora; l'ammontare dei certificati emessi è funzione dell'ammontare di garanzie finanziarie prestate dall'utente del dispacciamento e pari, al massimo, alla producibilità del parco impianti di cui il medesimo utente del dispacciamento è responsabile con riferimento all'arco temporale individuato (ad esempio il mese) . Tali certificati sono inizialmente consegnati all'utente del dispacciamento in immissione che li può trasferire ad altri operatori.

Un utente del dispacciamento in prelievo può registrare un acquisto presso il Gestore della rete solo se ha acquisito (direttamente o tramite una catena di intermediari) un ammontare equivalente di certificati di utenti di dispacciamento in immissione. Il Gestore della rete accetta infatti la registrazione dell'acquisto solo a fronte della riconsegna del certificato e del conseguente annullamento.

Per ogni certificato riconsegnato al Gestore della rete da un utente del dispacciamento in prelievo entro la *gate closure*, il medesimo Gestore provvede a registrare un acquisto sul conto dell'utente del dispacciamento in prelievo e una equivalente vendita sul conto dell'utente del dispacciamento in immissione menzionato cui il certificato si riferisce.

Seconda configurazione

Il quadro regolamentare prevede che uno o più soggetti possano agire in qualità di *scheduling coordinator* , cioè siano abilitati a registrare posizioni commerciali di segno opposto (acquisto e vendita) fra loro complessivamente bilanciate e riferite ad un insieme di utenti del dispacciamento.

Gli utenti del dispacciamento possono registrare posizioni commerciali presso il Gestore della rete tramite uno *scheduling coordinator*. A tal fine, debbono delegare uno *scheduling coordinator* a movimentare i loro conti presso il Gestore della rete.

Lo *scheduling coordinator* ha facoltà di registrare presso il Gestore della rete acquisti e vendite a condizione che:

- siano identificati gli utenti del dispacciamento sui cui conti registrare le singole posizioni commerciali;
- i suddetti utenti del dispacciamento abbiano delegato lo *scheduling coordinator* a registrare delle obbligazioni commerciali sui loro conti;
- ogni obbligazione commerciale risulti compatibile con la capacità di produzione o di consumo dell'utente del dispacciamento cui è intestato il conto, nonché con l'ammontare di garanzie finanziarie prestate dal medesimo utente;
- le obbligazioni commerciali registrate risultino nel loro insieme equilibrate (acquisti pari a vendite).

Il Gestore della rete notifica infine ai singoli utenti del dispacciamento le obbligazioni commerciali registrate sui loro conti dallo *scheduling coordinator* entro la *gate closure*.

In entrambe le configurazioni, il Gestore della rete dovrebbe procedere successivamente a verificare che, per ciascun utente del dispacciamento, la somma dei programmi di immissione e di prelievo comunicati per l'insieme dei punti di dispacciamento nella sua responsabilità corrisponda alla somma delle obbligazioni commerciali registrate sul conto del medesimo utente.

Si osservi come in entrambe le configurazioni descritte non è necessario che il Gestore della rete si occupi del sistema di negoziazione con cui il titolo di proprietà dell'energia elettrica è stato trasferito dagli utenti del dispacciamento in immissione agli utenti del dispacciamento in prelievo. Nella prima configurazione è infatti irrilevante sapere per quali mani è passato il certificato prima di arrivare all'utente del dispacciamento in prelievo, nonché le relative modalità di cessione.

Nella seconda configurazione è parimenti irrilevante sapere come lo *scheduling coordinator* ha tenuto traccia delle negoziazioni che hanno condotto alla formazione della posizione commerciale di ogni singolo utente del dispacciamento che si avvale del suo servizio.

Nel rispetto dei vincoli fissati dal Gestore della rete per la registrazione delle posizioni commerciali, dunque, il sistema di negoziazione dell'energia elettrica può essere configurato con la flessibilità necessaria a consentire agli operatori di coprirsi dal rischio prezzo, stipulando contratti di compravendita a termine su opportuni orizzonti temporali, e dal rischio volumi, aggiustando il loro portafoglio di contratti coerentemente con l'evoluzione dei propri asset fisici (parco impianti e base clienti).

4. Caratteristiche e criticità del sistema vigente

Nel sistema attualmente in vigore, disegnato dalla deliberazione n. 168/03, i soggetti accreditati presso il Gestore della rete ed abilitati a registrare contratti di compravendita di energia elettrica sono denominati "operatori di mercato".

In linea generale possono richiedere di essere accreditati presso il Gestore della rete come "operatori di mercato":

- a) i titolari di unità di produzione o di unità di consumo che abbiano concluso il contratto per il servizio di dispacciamento (utenti del dispacciamento);
- b) altri soggetti delegati da un utente del dispacciamento a registrare obbligazioni commerciali riferite a punti dispacciamento nella sua titolarità;
- c) il Gestore del mercato elettrico.

La deliberazione n. 168/03 regola inoltre casi specifici di accreditamento relativi a contratti di compravendita particolare, quali quelli relativi, ad esempio, alle unità di produzione CIP6/92.

La sottoscrizione del contratto di dispacciamento è altresì requisito indispensabile perché i titolari di unità di produzione o di unità di consumo siano abilitati ad immettere o prelevare energia elettrica.

Il Gestore della rete assegna a ciascun utente del dispacciamento uno o più punti di dispacciamento, costruiti aggregando i punti fisici sottostanti che risultino nella titolarità del medesimo utente. Tali punti di dispacciamento rappresentano, di fatto, altrettanti “conti energetici” a cui sono imputate, ai fini della quantificazione e valorizzazione dello sbilanciamento effettivo, le obbligazioni commerciali registrate dagli operatori di mercato e le posizioni fisiche (immissioni o prelievi) loro ascrivibili

Il quadro regolatorio vigente è stato costruito in modo da rispondere all’esigenza, ancora molto sentita all’avvio del dispacciamento di merito economico nell’aprile dello scorso anno, di assicurare una stretta corrispondenza fra ciascun contratto di compravendita di energia elettrica e i programmi fisici di immissione e di prelievo energia elettrica presentati al Gestore della rete.

Coerentemente, l’attuale disciplina del dispacciamento:

- a) prevede che di norma (con l’eccezione del regime degli sbilanciamenti a programma introdotto nel 2005) le obbligazioni commerciali risultanti dai contratti di compravendita registrati presso il Gestore della rete corrispondano al programma fisico presentato al Gestore della rete medesimo. Di fatto, a seguito della registrazione dei contratti di compravendita, la comunicazione dei quantitativi di energia elettrica oggetto di ciascun contratto avviene contestualmente alla definizione dei programmi di immissione e prelievo e si traduce nella assunzione di obbligazioni commerciali relative ai punti di dispacciamento interessati dal contratto⁷;
- b) consente la registrazione solo di contratti di compravendita in cui siano specificati sia i punti di dispacciamento in immissione (vendita) che i punti di dispacciamento in prelievo (acquisto).

⁷ Si noti tuttavia che, come precedentemente evidenziato, diversamente da quanto oggi previsto nel sistema italiano la corrispondenza tra obbligazioni commerciali e programmi fisici non deve essere necessariamente verificata a priori per ciascun contratto, ma può essere efficacemente perseguita limitandosi ad imporre che detta corrispondenza sia verificata nel momento in cui si formano e vengono registrati dal sistema i programmi di immissione e di prelievo.

Questo assetto regolatorio rappresenta un potenziale ostacolo allo sviluppo di mercati a termine organizzati, in cui sia possibile aggiustare le posizioni commerciali anche rinegoziando nel tempo con altri operatori, senza dover utilizzare piattaforme operative nell'ambito del dispacciamento.

Nell'analisi del sistema vigente va tuttavia rilevato che le rigidità sopra rappresentata sono più marcate se valutate con riferimento ai contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle offerte (di seguito: contratti bilaterali) rispetto al mercato organizzato gestito dal GME.

La registrazione dei contratti di compravendita conclusi con la società Gestore del mercato elettrico Spa (di seguito: GME) e dei contratti bilaterali avviene infatti con modalità tra loro differenti.

I contratti bilaterali sono direttamente registrati presso il Gestore della rete dagli operatori di mercato. La registrazione di un contratto di compravendita bilaterale si sostanzia:

- a) nell'invio al Gestore della rete di un modulo standard da cui risultano, tra l'altro, l'indicazione dell'operatore di mercato cedente e dell'operatore di mercato acquirente (articolo 4 della deliberazione n. 168/03). Questo consente di identificare, attraverso l'incrocio con i dati contenuti nel registro degli operatori di mercato, gli utenti del dispacciamento sui cui "conti energetici" devono essere imputate le registrazioni;
- b) nella comunicazione di programmi di immissione e di prelievo pari alle obbligazioni di compravendita previste dal contratto (articolo 17 della deliberazione n. 168/03);
- c) nell'eventuale modifica delle obbligazioni commerciali di cui al punto precedente, per ripristinare la coerenza con i programmi fisici nel caso in cui questi ultimi debbano essere modificati per esigenze di dispacciamento nell'ambito del mercato del giorno prima (articolo 18 della deliberazione n. 168/03).

La registrazione dei contratti di acquisto e di vendita di energia elettrica conclusi nel MGP è invece effettuata dal GME secondo le modalità definite dalla convenzione GME - Gestore della rete e si sostanzia nell'invio al Gestore della rete del programma (cumulato aggiornato) di immissione e di prelievo per ciascun punto di dispacciamento.

Di fatto il GME è dunque l'unico soggetto autorizzato ad operare nel sistema come *scheduling coordinator*.

Le rigidità dell'architettura sopra descritta sono state mitigate sul piano sostanziale dalla graduale sovrapposizione di diversi fattori che hanno reso possibili, pur con alcune complicazioni di carattere amministrativo, alcune transazioni tra gli operatori; tra queste:

- a) la facoltà per i titolari dei punti fisici di immissione e di prelievo di delegare un terzo a sottoscrivere per loro conto col Gestore della rete un contratto di dispacciamento;

- b) la facoltà per gli utenti del dispacciamento di dichiarare programmi di prelievo superiori alla capacità effettiva di prelievo degli asset fisici sottostanti;
- c) la facoltà per gli operatori di mercato di cedere energia elettrica sulla borsa pur non essendo titolari di impianti di produzione, ricorrendo agli sbilanciamenti a programma (a condizione che risultino altresì ammessi ad operare sui mercati organizzati dal GME);
- d) l'uso della piattaforma per la variazione dei programmi di prelievo (PAB – piattaforma di aggiustamento bilaterale della domanda) per effettuare cessioni o acquisti di energia elettrica.

Il primo fattore ha permesso agli intermediari di sostituirsi ai clienti finali nella gestione dei loro rapporti col Gestore della rete e di operare direttamente sui loro punti.

Il secondo fattore ha trasformato i punti di dispacciamento in prelievo in punti virtuali eliminando i legami con l'effettiva capacità di prelievo dei punti fisici sottostanti, rendendo di fatto possibile per un operatore acquistare e cedere energia elettrica indipendentemente dalle caratteristiche degli asset fisici nella propria disponibilità.

Gli ultimi due fattori hanno completato tale trasformazione consentendo agli intermediari di operare su questi punti di dispacciamento non solo in acquisto, ma altresì in vendita. Dall'1 gennaio 2005, infatti, con l'avvio dello sbilanciamento a programma e della piattaforma per la variazione dei programmi di prelievo, gli operatori di mercato acquirenti possono acquistare più di quanto siano in condizione fisicamente di prelevare, per poi rivendere l'eccedenza sul MGP o bilateralmente.

Più precisamente, lo sbilanciamento a programma consente ad un soggetto operante su un punto di dispacciamento in prelievo di presentare, in esecuzione di un contratto bilaterale registrato, un programma di prelievo inferiore al programma commerciale di acquisto (corrispondente quest'ultimo al programma di immissione presentato dalla controparte contrattuale), cedendo così, di fatto, la differenza su MGP al prezzo unico nazionale (tutto ciò a patto che tale soggetto sia un operatore di mercato ammesso ad operare in borsa). La piattaforma per la variazione dei programmi di prelievo consente invece ad un soggetto operante su un punto di dispacciamento in prelievo di cedere bilateralmente ad un altro soggetto operante su un diverso punto di dispacciamento in prelievo l'energia elettrica acquistata su MGP o tramite contratto bilaterale.

L'utilizzo di diverse piattaforme per la determinazione dei programmi di immissione e di prelievo unitamente alla mancanza di un sistema di garanzie adeguato, rende in questo caso praticamente impossibile la verifica della copertura delle transazioni effettuate. Da qui la necessità di mettere ordine al sistema, rimuovendo eventualmente con l'occasione le criticità per lo sviluppo volontario di sistemi di negoziazione a termine.

La maggior parte degli elementi di flessibilità introdotti, sebbene funzionali a consentire un rapido superamento delle difficoltà rilevate dagli operatori, hanno aumentato la vulnerabilità del sistema

sia per quanto concerne gli aspetti di sicurezza – si pensi alla facoltà di dichiarare capacità in prelievo dei punti di dispacciamento non coerenti con la capacità effettiva di prelievo degli asset fisici sottostanti – sia per quanto attiene al rischio commerciale assunto dal Gestore della rete e pertanto dal sistema.

Sono del resto comprensibili le esigenze degli operatori di potersi avvalere di un sistema che consenta una negoziazione a termine adeguata ed al tempo stesso flessibile (così da potere al contempo minimizzare il costo del rischio commodity e massimizzare l'efficienza produttiva ed allocativa). Gli elementi di flessibilità dovrebbero essere introdotti attraverso una variazione dell'architettura del sistema piuttosto che attribuendo alle piattaforme gestite dal Gestore della rete il compito di assolvere finalità a queste improprie.

SPUNTO 1

*Si ritiene che le criticità del sistema vigente siano state ben rappresentate nel presente documento?
Se no, quali si ritengono essere le principali criticità del sistema vigente?*

SPUNTO 2

Sebbene i fattori appena evidenziati abbiano reso il sistema più flessibile ci si chiede se tale flessibilità sia sufficiente a rispondere alle esigenze degli operatori ed adeguata a garantire la sicurezza del sistema tenendo conto degli elementi evidenziati:

Laddove tale flessibilità non risulti sufficiente, vi è da chiedersi quale sia il modo migliore per rendere il sistema più conforme agli obiettivi di creare un mercato liquido e trasparente e di favorire lo sviluppo di prodotti a termine quotati su mercati organizzati. Si richiede ai soggetti interessati di formulare proposte in tal senso.

5. Possibili scenari per una efficace riconfigurazione del sistema vigente

Stante i problemi connessi con il quadro regolatorio e con la normativa vigenti, il regolatore si trova di fronte a differenti opzioni di riconfigurazione del sistema esistente. Tale revisione normativa dovrà comunque tenere in conto le seguenti esigenze:

- l'esigenza di costituire un sistema di garanzie robusto, ma non eccessivamente oneroso;

- l'esigenza di ridisegnare i sistemi di registrazione delle posizioni commerciali e dei programmi di immissione e prelievo al fine di renderli più ordinati, efficienti e non discriminatori;
- l'esigenza di non rallentare lo sviluppo di strumenti che diano flessibilità e liquidità al sistema di negoziazione;
- l'esigenza di contenere i costi di transizione connessi alla riconfigurazione del sistema vigente.

SPUNTO 3

Si concorda con tale rappresentazione delle esigenze?

Per quanto attiene il ridisegno del sistema di registrazione delle posizioni commerciali, nel paragrafo 3.2 sono state presentate due possibili configurazioni del sistema. In questa sede, è opportuno rilevare che ci si può collocare su due estremi opposti.

Da una parte la normativa potrebbe evolvere verso la configurazione di un sistema “aperto” che consenta a tutti gli operatori di sviluppare una pluralità di sistemi di negoziazione a termine, senza trasferire sul Gestore della rete l'onere di organizzare piattaforme per la negoziazione, né di assumere rischi commerciali impropri.

La scelta di un sistema aperto può avvenire attraverso la adozione di un sistema di certificati di produzione o attraverso la possibilità di qualificare alla registrazione delle posizioni commerciali presso il Gestore della rete una molteplicità di *scheduling coordinators*.

Nel primo caso, la garanzia che ad una posizione commerciale in acquisto registrata presso il Gestore della rete corrisponda un equivalente impegno ad immettere energia elettrica nel sistema deriva dalla validità del certificato di produzione che viene annullato presso il Gestore della rete. È il certificato, quindi, che consente di fare risalire l'obbligo di immissione corrispondente al certificato medesimo all'utente del dispacciamento in immissione che lo ha emesso.

Nel secondo caso, è il sistema di autorizzazioni da parte degli utenti del dispacciamento che delegano lo *scheduling coordinator* a movimentare il loro conto e il sistema di qualifica dello *scheduling coordinator* medesimo presso il Gestore della rete che garantiscono la correttezza delle posizioni commerciali registrate.

Entrambi questi sistemi rispondono agli obiettivi sopra esposti.

Va inoltre rilevato che, essendo tali sistemi non discriminatori e aperti a chiunque sia in grado di rispondere alle esigenze di flessibilità degli operatori, non richiederebbero interventi regolatori dell’Autorità sulle modalità di funzionamento delle diverse piattaforme di negoziazione a termine né sui costi di accesso alle medesime. Ogni operatore sarebbe, infatti, in condizioni di negoziare energia sui sistemi di negoziazione che preferisce e la competizione fra sistemi gestiti da soggetti differenti favorirebbe il contenimento dei costi di accesso ai medesimi.

SPUNTO 4

Si ritiene che nel caso di evoluzione della normativa vigente verso un “sistema aperto” non sarebbero necessari interventi regolatori dell’Autorità né sulle modalità di funzionamento dei sistemi di negoziazione a termine né sui costi di accesso ai medesimi?

Tuttavia, è opportuno notare che continuando ad essere svolta attraverso il MGP la compatibilizzazione delle posizioni commerciali di produzione e prelievo con i vincoli di trasporto tra le zone, queste posizioni dovranno essere comunicate prima della *gate closure* del MGP medesimo. Dovrebbe quindi essere previsto che sia la stessa architettura del MGP ad essere “aperta” così da consentire agli operatori abilitati (direttamente consegnando certificati od indirettamente attraverso gli *scheduling coordinator*, a seconda del sistema scelto) di inserire offerte di vendita a prezzo zero e/o di acquisto a qualunque prezzo nella piattaforma del MGP, per la differenza tra programmi di immissione e prelievo e posizioni commerciali concluse precedentemente alla *gate closure* del MGP stesso.

Per quanto attiene alla comunicazione dei programmi di immissione e prelievo in conseguenza delle posizioni commerciali registrate presso il Gestore della rete, questa architettura aperta potrebbe essere configurata in vario modo. A titolo di esempio, il MGP (ed eventualmente il MA) potrebbe prevedere sia lato produzione sia lato consumo che le offerte (ovvero i programmi preliminari) indichino solamente la zona di immissione o prelievo. In esito al MGP sarebbe quindi definita la posizione commerciale zonale per ogni operatore. Alla chiusura del MGP (o del MA), i singoli utenti del dispacciamento dovrebbero comunicare su una piattaforma gestita dal Gestore della rete i programmi di immissione e di prelievo per punto di dispacciamento (unità di produzione e di consumo) coerenti con le posizioni commerciali zonali registrate anche in esito al MGP (ovvero i programmi orari zonali risultanti in esito all’MGP). Alternativamente, il MGP potrebbe, come oggi, prevedere che gli operatori di mercato presentino offerte riferite ai punti di dispacciamento e gli

utenti del dispacciamento comunicano prima della chiusura del MGP come vengono ripartiti per punto di dispacciamento i programmi di immissione e di prelievo sottostanti alle posizioni commerciali registrate presso il Gestore della rete . L'eventuale scostamento fra tali programmi di immissione e di prelievo e le posizioni commerciali di cui sopra si tradurrebbe in un'offerta su MGP dello *scheduling coordinator* interessato (ovvero degli operatori di mercato nel caso di un sistema con certificati di produzione).

In ogni caso, il Gestore della rete dovrebbe gestire una piattaforma di acquisizione dei programmi di immissione e di prelievo autonoma ma interfacciata con il sistema di registrazione delle posizioni commerciali.

Una soluzione alternativa consiste nel predisporre un sistema caratterizzato dalla presenza di un unico *scheduling coordinator*, funzione che nel sistema italiano non potrebbe che essere affidata al GME.

In tal caso, solo il GME sarebbe autorizzato a registrare presso il Gestore della rete le posizioni commerciali assunte dagli operatori senza che a ciascuna posizione in vendita sia accoppiata una posizione in acquisto esito di una negoziazione diretta tra le parti interessate.

Considerando che il MGP è strutturato per definire programmi di immissione e prelievo per unità di produzione o di consumo e che il Gestore del mercato dovrebbe, in qualità di *scheduling coordinator* unico, registrare un insieme di posizioni commerciali bilanciato, potrebbe essere opportuno che il GME gestisca – per conto del Gestore della rete – sia la piattaforma di acquisizione dei programmi di immissione e prelievo, che il sistema di registrazione delle obbligazioni commerciali.

Similmente sarebbe opportuno che la chiusura di tutti gli eventuali “sbilanciamenti a programma”, sia gestita dal GME obbligando tutti gli utenti del dispacciamento a equilibrare gli scostamenti fra obbligazioni commerciali (assunte mediante la negoziazione di prodotti a termine presso le piattaforme istituite dal GME stesso o attraverso contratti bilaterali) e programmi di immissione/prelievo mediante acquisti/vendite su MGP.

Queste attività sarebbero svolte dal GME per conto del Gestore della rete e dovrebbero quindi essere oggetto di regolazione, non ultimo per quanto riguarda i corrispettivi per l'accesso ai sistemi di registrazione delle obbligazioni commerciali, di comunicazione dei programmi e di sbilanciamento a programma.

In questo sistema, il GME sarebbe l'unico soggetto effettivamente in condizione di sviluppare una o più sistemi di negoziazione di prodotti a termine in quanto nessun altro soggetto potrebbe assicurare la registrazione delle obbligazioni commerciali dagli operatori presso il Gestore della rete, senza

che gli operatori di mercato interessati certifichino direttamente la transazione abbinando ciascuna transazione in vendita con una corrispondente transazione in acquisto.

Di fatto, si costituirebbe un monopolio nell'accesso ai sistemi di negoziazione che richiederebbe di essere regolato. Ciò non solo per quanto attiene ai corrispettivi richiesti per la negoziazione, ma anche con riferimento ai requisiti minimi di flessibilità che i sistemi di negoziazione del Gestore del mercato dovrebbero offrire agli operatori. Ciò è tanto più necessario dal momento in cui non dovendo più essere consentita la possibilità di utilizzare le piattaforme di registrazione delle posizioni commerciali quali sistemi di negoziazione tra operatori, questi ultimi non avrebbero alternative per assumere e successivamente modificare le proprie posizioni contrattuali con una flessibilità sufficiente ad assicurare adeguata gestione del rischio ed efficienza produttiva.

SPUNTO 5

Si ritiene che nel caso di evoluzione della normativa vigente che riconosca al GME, secondo le modalità sopra descritte, il ruolo di unico scheduling coordinator, sarebbe necessario prevedere un intervento regolatorio dell'Autorità per quanto riguarda i corrispettivi per l'accesso ai sistemi di registrazione delle posizioni commerciali, di acquisizione dei programmi e di sbilanciamento a programma?

Si ritiene inoltre che, poiché in tale sistema il GME sarebbe l'unico soggetto effettivamente in condizione di sviluppare una o più piattaforme di negoziazione di prodotti a termine sufficientemente liquidi, di fatto, si costituirebbe un monopolio nell'accesso ai sistemi di negoziazione che richiederebbe di essere regolato, non solo per quanto attiene ai corrispettivi richiesti per la negoziazione, ma anche con riferimento ai requisiti minimi di flessibilità che le piattaforme di trading del Gestore del mercato dovrebbero offrire agli operatori?

Milano, 1 giugno 2005

Direzione energia elettrica

Il Direttore
Guido Bortoni