

Osservazioni e proposte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Governo per la disciplina del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79

Milano, 3 agosto 2000

1. Introduzione

- 1.1** Con il presente documento l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) indica modelli organizzativi, soluzioni e procedure considerate efficienti e appropriate ai fini della definizione della disciplina del mercato elettrico di cui all'articolo 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99). Lo stesso articolo, al comma 1, prevede che la disciplina del mercato elettrico, predisposta dal Gestore del mercato entro un anno dalla sua costituzione, sia approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità. La disciplina del mercato deve in particolare prevedere, nel rispetto dei criteri di neutralità, trasparenza, obiettività nonché di concorrenza tra produttori, i compiti del Gestore del mercato in ordine al bilanciamento della domanda e dell'offerta e gli obblighi di produttori e importatori di energia elettrica che non si avvalgono della possibilità di contrattazione bilaterale.
- 1.2** Alla liberalizzazione del mercato elettrico deve accompagnarsi la costituzione del Gestore del mercato e l'istituzione di un sistema per la gestione delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi. L'Autorità, con riferimento all'articolo 2, comma 12, della legge 14 novembre 1995, n. 481 (di seguito: legge n. 481/95) e alle attribuzioni ad essa conferite, al fine di tutelare gli interessi dei soggetti esercenti, degli utenti e dei consumatori, intende assumere un ruolo attivo sulle materie relative all'organizzazione del mercato e ai suoi istituti, esprimendo la propria posizione sulle forme di mercato e sulle soluzioni alternative che potranno succedersi, e formulando proposte. L'Autorità intende accertare che modelli organizzativi, soluzioni e procedure siano conformi ai criteri di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, osservando che le funzioni di regolazione e di controllo devono tenere conto dell'integrazione del mercato elettrico nazionale nel mercato interno europeo e delle esigenze di armonizzazione e coordinamento tra sistemi per la gestione delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica che operano o potranno operare nei diversi Stati membri e nei paesi confinanti con l'Italia non appartenenti all'Unione europea.
- 1.3** A motivo della non ancora avvenuta costituzione ed entrata in operatività del Gestore del mercato, l'Autorità ritiene opportuno inquadrare l'azione di cui al precedente paragrafo 1.2 come parte della generale funzione consultiva e di segnalazione al Governo di cui è investita ai sensi dell'articolo 2, comma 6, della legge n. 481/95. L'Autorità si riserva, anche tenendo conto di apporti e di rilievi che potranno pervenire da altre amministrazioni in merito alle osservazioni e proposte

contenute nel presente documento, di adottare direttive generali sulle modalità di erogazione del servizio e pertanto sulla gestione delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi, in conformità all'articolo 2, comma 12, lettera h), della medesima legge n. 481/95. L'Autorità nota, a questo riguardo, come nel suo rapporto con il Gestore del mercato e il sistema per la gestione delle offerte di acquisto e di vendita dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi sussistano significative analogie con le funzioni di indirizzo, sorveglianza e verifica che la Commissione nazionale per le società e la borsa esercita nei confronti delle società di gestione di mercati regolamentati quali, in primo luogo, il mercato borsistico, nei diversi segmenti in cui questo si articola.

- 1.4** Le osservazioni e proposte dell'Autorità sono illustrate in otto sezioni. La sezione 2 ha per oggetto il modello organizzativo per l'esecuzione delle transazioni sul mercato dell'energia elettrica all'ingrosso; la sezione 3 tratta della struttura dei mercati fisici dell'energia elettrica e dell'articolazione delle offerte presentate su tali mercati; la sezione 4 riguarda i servizi di riserva; la sezione 5 considera il problema dell'adeguatezza della capacità di generazione disponibile; la sezione 6 è dedicata alla gestione delle congestioni di rete; la sezione 7 considera i mercati finanziari per gli strumenti derivati; la sezione 8 ha per contenuto il regime previsto per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, sistemi di cogenerazione e fonti nazionali; infine la sezione 9 ha per tema la gradualità di attuazione delle proposte illustrate.

2. Transazioni sul mercato dell'energia elettrica all'ingrosso: asta non discriminatoria e contratti bilaterali

- 2.1** Nel mercato dell'energia elettrica previsto dal decreto legislativo n. 79/99 le transazioni che conducono alla determinazione dei programmi di chiamata a produrre degli impianti di generazione e dei programmi di prelievo dell'energia elettrica avvengono attraverso il sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 2, del medesimo decreto e, come deroga a tale regime, attraverso contratti bilaterali tra generatori e consumatori di energia elettrica approvati dall'Autorità. Il Gestore del mercato è responsabile della gestione del sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99.

Il Gestore della rete di trasmissione nazionale (di seguito: Gestore della rete), in quanto responsabile della sicurezza del sistema elettrico nazionale, effettua il dispacciamento di tutti gli impianti di generazione e dei carichi, sulla base dei programmi determinati dal Gestore del mercato e dai soggetti che realizzano contratti bilaterali, introducendo le modifiche necessarie per garantire la sicurezza del sistema.

- 2.2** L'Autorità ritiene che, tra i diversi modelli organizzativi ipotizzabili per l'esecuzione delle transazioni nel sistema delle offerte, appaia meglio rispondente alle esigenze di trasparenza e di concorrenza tra produttori il modello organizzativo

basato su un'asta non discriminatoria, di seguito indicato come modello di borsa o borsa dell'energia elettrica. Il modello di borsa prevede che il Gestore del mercato riceva le offerte di ciascun impianto di generazione, compili un ordine di merito e definisca il programma di produzione degli impianti di generazione che minimizza il costo totale del soddisfacimento della domanda, calcolato sulla base delle offerte ricevute. Prescindendo da problemi di congestione sulle reti (si veda la successiva sezione 6), tutti gli impianti programmati e successivamente chiamati a produrre nello stesso periodo di tempo ricevono lo stesso prezzo, pari al costo marginale di sistema, cioè al prezzo richiesto dall'impianto più costoso tra quelli chiamati a produrre. Il modello di borsa è stato adottato in particolare da: Inghilterra e Galles (il sistema Pool), alcuni stati del nord-est degli Stati Uniti (Pennsylvania, New Jersey e Maryland), Spagna, Argentina e Olanda.

Il modello di borsa appare essere il più appropriato, specialmente nella fase iniziale del processo di liberalizzazione, anche perché:

- a) conduce in maniera trasparente alla determinazione di un valore certo e unico per il prezzo dell'energia elettrica scambiata in uno stesso periodo di tempo;
- b) rende evidente l'esercizio di potere di mercato e quindi consente di contrastarlo più efficacemente;
- c) è compatibile con una gestione semplificata delle congestioni di rete e delle perdite, che, come illustrato nella successiva sezione 6, l'Autorità propone nella fase iniziale di funzionamento del mercato dell'energia elettrica;
- d) è semplice e pertanto facilita l'accostamento al mercato degli operatori, anche di limitate dimensioni;
- e) agevola eventuali iniziative per l'armonizzazione e il coordinamento con sistemi di gestione delle offerte di acquisto e di vendita di energia elettrica presenti o proposti da altri Stati membri o da paesi confinanti con l'Italia non appartenenti all'Unione europea.

2.3 L'Autorità ritiene per contro che un modello basato su di un impiego esteso di contratti bilaterali quali quelli oggi utilizzati in Italia per effetto della deliberazione dell'Autorità 18 febbraio 1999, n.13/99, difficilmente può consentire di ottenere l'equilibrio tra domanda e offerta con piena trasparenza dei prezzi. Inoltre tale modello non consente di ottenere che uno stesso prezzo sia pagato da tutti gli acquirenti e ricevuto da tutti i produttori.

Una riconciliazione tra esigenze di trasparenza e fluidità del mercato ed impiego esteso dei contratti bilaterali sarebbe possibile adottando un modello basato sulla contrattazione bilaterale continua, nel quale acquirenti e venditori contraggono istante per istante impegni reciproci di immissione e prelievo di energia elettrica. Ciascun acquirente ammesso al mercato dell'energia elettrica sceglie l'impianto di generazione che deve immettere l'energia elettrica necessaria per equilibrare il proprio prelievo dalla rete. Ciascun impianto riceve dall'acquirente che ha accettato la sua offerta, in ogni periodo in cui è programmato e chiamato a produrre, il prezzo indicato nell'offerta (criterio *pay-as-bid*). Questo modello organizzativo è utilizzato in California e sarà introdotto in Inghilterra e Galles (il New Electricity Trading Arrangement). Tuttavia, affinché il modello basato sulla contrattazione bilaterale continua presenti caratteristiche di trasparenza, semplicità e flessibilità per gli

operatori equivalenti a quelle proprie di un modello di borsa, sono necessari tanto la realizzazione di strumenti informatici complessi e costosi quanto tempi lunghi di realizzazione e collaudo, senza che a ciò corrisponda una comprovata superiorità di prestazioni del modello organizzativo basato sulla contrattazione bilaterale continua rispetto al modello di borsa. Il modello basato sulla contrattazione bilaterale continua sembra quindi non adatto alle esigenze attuali del mercato elettrico italiano.

- 2.4 L'Autorità nota che, benché sia concepibile un modello organizzativo basato sulla determinazione centralizzata dell'ordine di merito e sulla valorizzazione dell'energia elettrica immessa da ciascun impianto ad un livello pari all'offerta da esso presentata (o criterio *pay-as-bid*), si tratta di un modello organizzativo che non assicura l'equilibrio di domanda e offerta né attraverso uno stesso prezzo pagato da tutti i consumatori e ricevuto da tutti i produttori, come nel modello di borsa, né attraverso uno stesso prezzo pagato e ricevuto da ogni coppia generatore-consumatore, come nelle transazioni bilaterali. Per questi motivi il modello basato sulla determinazione centralizzata dell'ordine di merito e sulla valorizzazione con criterio *pay-as-bid* dell'energia elettrica offerta è riconducibile alla logica dei meccanismi di approvvigionamento dei fattori produttivi da parte di un singolo acquirente ed è pertanto adottabile solo con riferimento a quei mercati, quali per esempio il mercato dell'energia elettrica in tempo reale, in cui il Gestore della rete opera come unico acquirente (si veda la successiva sezione 4).

Le proposte dell'Autorità

- 2.5 Ai fini dell'organizzazione del sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, l'Autorità propone l'adozione di un modello organizzativo basato su un'asta non discriminatoria o borsa dell'energia elettrica.

Per ottenere il massimo spessore del mercato, e quindi la più alta significatività dei prezzi che si determinano su di esso, l'Autorità ritiene che anche l'Acquirente unico debba ricorrere alla borsa per l'approvvigionamento di tutta l'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. La disponibilità della capacità produttiva necessaria per il mercato dei clienti vincolati, come previsto dall'articolo 4, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, verrebbe garantita dall'Acquirente unico attraverso acquisti sul mercato della capacità di lungo periodo, come illustrato nella successiva sezione 5.

- 2.6 L'Autorità propone che siano adottati identici criteri per il dispacciamento sia degli impianti di generazione che partecipano alla borsa, sia di quelli programmati attraverso contratti bilaterali, stipulati dagli operatori ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo n. 79/99. Le variazioni tra la potenza dispacciata e quella prevista nel programma ricevuto dal Gestore della rete, dovute a vincoli della rete di trasmissione, dovrebbero essere determinate e valorizzate indipendentemente dal fatto che la produzione dell'impianto sia destinata al sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99 o alla fornitura di clienti finali liberi attraverso contratti bilaterali, di cui all'articolo 6 del medesimo decreto.

3. Struttura dei mercati fisici dell'energia elettrica e articolazione delle offerte

3.1 Nei mercati fisici dell'energia elettrica viene assunto l'impegno ad immettere e prelevare energia elettrica in quantità data in un certo periodo di tempo.

3.2 In questi mercati esistono strette interazioni tra articolazione delle offerte presentate e modalità di funzionamento, in particolare per quanto riguarda la possibilità per gli operatori di modificare gli impegni assunti, per tenere conto sia delle proprie caratteristiche di costo, sia delle informazioni che si rendono progressivamente disponibili quanto più ci si avvicina al momento in cui gli impegni di immissione e prelievo assunti devono essere onorati. Le interazioni derivano dal differente orizzonte temporale rilevante, da un lato, per la programmazione della produzione o dei prelievi di energia elettrica da parte di ciascun soggetto e, dall'altro lato, per il funzionamento del mercato nel suo complesso. Con riferimento alla programmazione delle immissioni o dei prelievi di energia elettrica da parte di ciascun soggetto, i vincoli tecnico-economici rilevanti per gli impianti di generazione e per i processi produttivi per cui l'energia elettrica è un *input* sono in alcuni casi tali che la minimizzazione dei costi rispettivamente di produzione o di acquisto dell'energia elettrica richiede di riferire le scelte ad un orizzonte temporale relativamente "lungo" (in questo caso è comune il riferimento alle 24 ore). Con riferimento al mercato nel suo complesso le caratteristiche di variabilità della domanda e dei costi di generazione dell'energia elettrica rendono opportuno che il periodo temporale rispetto al quale i generatori concorrono sia "breve" (tipicamente un'ora).

3.3 Al fine di conciliare il differente orizzonte temporale del singolo impianto e del mercato nel suo complesso è possibile seguire due diverse impostazioni, che trovano riscontri nell'esperienza internazionale. La prima impostazione, a cui si ispira il modello organizzativo applicato al mercato di Inghilterra e Galles (il già citato sistema Pool), è basata su offerte articolate, che i generatori presentano su un mercato dove si assumono impegni per l'intero giorno successivo (di seguito richiamato anche come "mercato del giorno prima", in quanto la chiusura di tale mercato avviene il giorno precedente a quello a cui gli impegni assunti si riferiscono), senza alcun esplicito meccanismo di revisione delle offerte presentate su tale mercato successivamente alla sua chiusura. In generale questa impostazione richiede che:

- a) nel mercato del giorno prima siano accettate offerte di immissione e/o di prelievo di energia elettrica per ciascuna delle 24 ore del giorno successivo;
- b) dopo la chiusura di tale mercato non siano ammesse revisioni delle offerte da parte di chi le ha formulate;

c) il formato dell'offerta sia articolato e preveda, tra l'altro, per gli impianti di produzione, l'indicazione dei costi di avvio dell'impianto, di mantenimento in parallelo dell'impianto senza immissione di energia elettrica nonché di quelli variabili di produzione.

3.4 La seconda impostazione, oggi seguita in Spagna ed Olanda, è basata su un'articolazione ridotta delle offerte presentate sul mercato del giorno prima e sulla possibilità di modificare tali impegni, da parte di chi li ha assunti, attraverso appositi mercati infra-giornalieri. In generale questa impostazione richiede che:

- a) nel mercato del giorno prima siano accettate offerte di immissione e/o di prelievo di energia elettrica per ciascuna delle 24 ore del giorno successivo;
- b) dopo la chiusura di tale mercato siano ammesse revisioni delle offerte relative a ciascuna ora del giorno successivo attraverso appositi mercati;
- c) il formato dell'offerta sia semplice, e preveda solo la dichiarazione del prezzo richiesto per l'energia immessa in ciascuna ora, e della quantità che il generatore è disposto ad immettere o il carico è disposto a prelevare a quel prezzo.

3.5 Pertanto le due impostazioni sopra descritte, si differenziano per il soggetto a cui è affidata la responsabilità di tenere conto delle implicazioni intertemporali delle offerte. Nella prima impostazione tale onere è posto sul Gestore del mercato, che nella determinazione del programma di produzione che minimizza il costo complessivo tiene conto di tutti i parametri specificati nell'offerta, così che il programma di produzione in un periodo tiene conto delle condizioni di domanda ed offerta nei periodi precedenti e successivi. In altri termini il Gestore del mercato determina, nello stesso momento, il programma di produzione relativo all'intero intervallo temporale in cui sono rilevanti i vincoli dinamici degli impianti.

Nella seconda impostazione l'onere di tenere conto dei vincoli intertemporali degli impianti è posto sui soggetti che formulano le offerte di produzione o di prelievo relative a tali impianti nel mercato. Nel caso in cui il programma di produzione o di prelievo dell'impianto che risulta dal mercato del giorno prima non sia soddisfacente per il soggetto che ha la disponibilità dell'impianto stesso, questi può infatti modificarlo operando sui mercati di aggiustamento.

3.6 La possibilità per i consumatori di prendere impegni per l'acquisto dell'energia elettrica che dipendono dai prezzi (o *demand-side bidding*), cioè analoghi a quelli assunti dai generatori, stimola gli acquirenti di energia elettrica sul mercato a controllare al meglio la domanda, con effetti benefici in termini di costo dei servizi di riserva di potenza e di sicurezza del sistema elettrico. Inoltre, l'aumento dell'elasticità della domanda aggregata al prezzo, che si ha quando i consumatori possono reagire con riduzioni della domanda a innalzamenti dei prezzi, ha un effetto equivalente a quello di un aumento della concorrenza nell'offerta di energia elettrica.

3.7 Gli impegni assunti dai generatori e consumatori attraverso le offerte presentate e accettate sui mercati fisici dell'energia elettrica del giorno prima e intragiornalieri

hanno natura “a termine” (*forward*) in quanto tali mercati si chiudono prima del periodo nel quale avvengono le immissioni e/o i prelievi di energia elettrica.

Quanto più la chiusura di un mercato fisico è prossima al periodo a cui le transazioni effettuate si riferiscono (di seguito si fa riferimento a tale periodo come al “tempo reale”), tanto più gli impegni assunti su tale mercato sono indicativi di quanto si verifica nel tempo reale perché, ad esempio, le previsioni della domanda di energia elettrica diventano progressivamente più precise e la probabilità di guasti degli impianti di generazione si riduce; tuttavia da un punto di vista logico la natura a termine di tali mercati non viene meno.

3.8 La natura dei mercati fisici dell’energia elettrica pone il problema dei meccanismi utilizzati per rendere vincolanti gli impegni assunti a termine su tali mercati. Occorre in particolare evitare che il mancato rispetto degli impegni di immissione e/o di prelievo di energia elettrica comprometta la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nel suo complesso.

Quanto più gli impegni assunti su ciascun mercato fisico sono vincolanti tanto più:

- a) l’esito che si determina su ciascun mercato avente per oggetto immissioni e/o prelievi al tempo t fornisce informazioni circa l’esito economico che si verificherà al tempo t (di seguito si fa riferimento a tale requisito con l’espressione “significatività economica”), cioè circa i flussi monetari che si verificheranno per effetto di tali impegni;
- b) l’esito che si determina su ciascun mercato fornisce informazioni circa l’esito fisico che si verificherà al tempo t (di seguito si fa riferimento a tale requisito con l’espressione “significatività fisica”), cioè circa le immissioni o i prelievi di energia elettrica che si realizzeranno per effetto di tali impegni.

3.9 La significatività economica, nel caso di più mercati successivi in cui sono scambiati impegni di immissione e/o di prelievo di energia elettrica in uno stesso tempo t , richiede che gli impegni economici assunti su ciascuno di tali mercati successivi siano vincolanti, vale a dire che il trasferimento monetario corrispondente a ciascun impegno assunto con riferimento ad un punto di immissione o di prelievo dell’energia elettrica, debba avvenire indipendentemente dall’assunzione di ulteriori impegni, su un mercato di aggiustamento successivo, relativamente allo stesso punto di immissione o di prelievo.

3.10 La significatività fisica richiede che gli impegni di immissione e/o di prelievo di energia elettrica assunti in ciascun mercato siano vincolanti, con l’esclusione dei casi in cui l’impossibilità di onorare l’impegno assunto sia dovuta a cause tecniche al di fuori del controllo del soggetto che ha assunto l’impegno. Una serie di vincoli al comportamento degli operatori sui mercati fisici a termine dell’energia elettrica può contribuire ad aumentare la significatività fisica delle loro offerte. Esempi di vincoli sono:

- a) un impianto fuori servizio per manutenzione non può assumere impegni su un mercato fisico dell’energia elettrica;
- b) un impianto a cui servono più di x ore per entrare in servizio non può assumere impegni nei mercati $t+y$, con $x \geq y$, se al tempo t esso è freddo;

- c) su indicazione del Gestore della rete qualora ciò sia necessario per garantire la sicurezza del sistema elettrico, gli impegni assunti da un impianto, successivamente a un momento definito, sono vincolanti dal punto di vista fisico, e perciò non possono essere “annullati” assumendo impegni di segno opposto sui mercati di aggiustamento successivi.

Le proposte dell’Autorità

3.11 L’Autorità propone l’adozione di una borsa dell’energia elettrica basata su offerte semplici e mercati infragiornalieri di aggiustamento. L’Autorità ritiene opportuno che si introducano sin dall’avvio del sistema delle offerte, oltre al mercato del giorno prima, almeno due mercati infra-giornalieri di aggiustamento. Di questi uno deve essere il più possibile prossimo al tempo reale e prevedere, ad esempio, la chiusura quattro ore prima del tempo reale. Il numero di mercati di aggiustamento potrebbe essere aumentato successivamente per fornire maggiore flessibilità agli operatori.

Una soluzione basata su offerte semplici e mercati di aggiustamento appare efficiente e preferibile perché:

- assicura trasparenza e comprensibilità alle modalità di aggiudicazione del diritto ad immettere e/o a prelevare l’energia elettrica;
- consente agli operatori di aggiustare la propria posizione in relazione alle informazioni che si rendono disponibili dopo la chiusura del mercato del giorno prima, riducendo le necessità di intervento degli impianti di riserva per il bilanciamento di domanda ed offerta;
- fornisce sia ai generatori la possibilità di trarre vantaggio dalla flessibilità della propria offerta, sia ai consumatori la possibilità di trarre beneficio dal controllo della propria domanda, contribuendo così alla riduzione dei costi totali di generazione e all’aumento della sicurezza del sistema elettrico.

3.12 Ai sensi del decreto legislativo n. 79/99, l’accesso ai mercati fisici dell’energia elettrica dovrebbe essere limitato a:

- soggetti nella cui disponibilità si trovano impianti di generazione situati sul territorio nazionale o all’estero, purché in tal caso titolari del diritto ad utilizzare la capacità di trasporto sull’interconnessione;
- Gestore della rete, per l’offerta dell’energia elettrica di cui all’articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99;
- clienti finali del mercato libero;
- clienti grossisti per la fornitura dei clienti del mercato libero;
- Acquirente unico per conto dei distributori, per la fornitura dei clienti del mercato vincolato;
- analoghi soggetti esteri che rispettino le condizioni di cui all’articolo 10 del decreto legislativo n. 79/99.

La limitazione dell’accesso ai mercati fisici dell’energia elettrica a queste categorie di soggetti è coerente con la natura degli impegni che vengono assunti su tali

mercati, che devono essere onorati controllando le immissioni (o i prelievi) in un punto di immissione (o di prelievo) dell'energia elettrica.

- 3.13** Le offerte di immissione o di prelievo, rilevanti anche ai fini della determinazione delle deviazioni delle immissioni o dei prelievi di energia elettrica effettivi da quelli dichiarati e accettati nella borsa dell'energia elettrica, dovrebbero essere riferite, in generale, a ciascun punto di immissione o di prelievo. L'Autorità ritiene che questa soluzione sia preferibile rispetto a quella in cui le deviazioni delle immissioni o dei prelievi di energia elettrica effettivi da quelli dichiarati e accettati nella borsa sono determinate con riferimento all'insieme di punti di prelievo o di immissione controllati da uno stesso soggetto giuridico.

Il riferimento delle offerte di immissione o di prelievo a singoli punti di immissione o di prelievo è neutrale rispetto alla quota di mercato del soggetto partecipante al mercato. Al contrario la soluzione alternativa favorirebbe i soggetti di maggiori dimensioni qualora l'onere per i servizi di regolazione secondaria e terziaria fosse posto in maniera asimmetrica a carico dei soggetti che effettuano deviazioni di segno opposto, ovvero fossero previste penalità per le deviazioni. Con la soluzione alternativa i soggetti di maggiori dimensioni potrebbero infatti compensare deviazioni positive e negative delle immissioni o prelievi effettivi rispetto a quelli dichiarati. Si tratta di un esito non desiderabile: sia perché contribuirebbe al rafforzamento della posizione dei soggetti che già godono di posizioni dominanti, sia perché incoerente con la logica generale del modello proposto dall'Autorità in cui il Gestore del mercato assume il ruolo di controparte in ciascuna transazione avente per oggetto l'immissione o il prelievo di energia elettrica attraverso la borsa. Qualora ragioni di semplificazione delle procedure operative lo richiedano, possono essere consentite forme limitate di aggregazione delle offerte relative a più punti di prelievo o di immissione, purché ciò non comporti una significativa perdita di informazione circa le responsabilità di ciascun cliente o gruppo di clienti nel determinare i flussi di energia e nel rendere necessario il ricorso ai servizi di riserva.

- 3.14** Per quanto riguarda le misure che devono garantire la "significatività" delle offerte presentate e accettate in ciascun mercato, l'Autorità propone che gli impegni assunti in ciascun mercato fisico dell'energia elettrica siano considerati vincolanti dal punto di vista economico. Nel caso opposto si ridurrebbero tanto la significatività delle offerte dei generatori, quanto gli incentivi per i consumatori a prevedere correttamente e controllare la domanda. Ciò si tradurrebbe in un aumento dei costi in servizi di riserva di potenza che il Gestore della rete deve sostenere per garantire la sicurezza di funzionamento del sistema elettrico.

- 3.15** L'Autorità ritiene opportuno che non siano introdotte immediatamente esplicite restrizioni al comportamento degli operatori finalizzate a garantire la significatività fisica degli impegni assunti dagli operatori nella borsa. Nella fase di avvio del mercato dovrebbe piuttosto essere previsto, come è avvenuto in Spagna, un divieto generale di effettuare transazioni speculative sui mercati fisici dell'energia elettrica; comportamenti sistematicamente in violazione di tale divieto potranno dar luogo

all'applicazione di sanzioni e, eventualmente, all'introduzione di vincoli ulteriori ai comportamenti degli operatori.

3.16 Affinché gli effetti desiderabili del modello di borsa proposto dall'Autorità si realizzino pienamente, l'Autorità propone che sin dalle fasi di avvio del mercato venga prevista la possibilità per i consumatori di assumere impegni per l'acquisto dell'energia elettrica che dipendano dai prezzi. Tale possibilità darebbe un significativo impulso alla promozione della concorrenza nella situazione di elevata concentrazione dell'offerta che prevedibilmente caratterizzerà il settore della generazione di energia elettrica italiano in un orizzonte temporale di breve termine.

4. Servizi di riserva

4.1 L'equilibrio tra domanda ed offerta di energia elettrica è assicurato dal Gestore della rete attraverso la regolazione della frequenza. Le prestazioni fornite dai generatori, ed eventualmente dai carichi interrompibili, al responsabile del dispacciamento per la regolazione della frequenza sono servizi complementari della generazione e vengono comunemente indicati col termine "servizi di riserva".

4.2 Si identificano tre livelli di regolazione di frequenza che si differenziano per le diverse caratteristiche delle risorse impiegate per la regolazione, in termini tanto di velocità di attivazione quanto di durata dell'intervento:

- a) la regolazione primaria (*frequency containment*) è effettuata automaticamente a livello locale, cioè mediante dispositivi posti su ciascun generatore ed indipendenti tra di loro, ed agisce in tempi dell'ordine dei secondi e per durate massime dell'ordine dei 15 minuti. Il servizio fornito dai generatori per la regolazione primaria è definito "riserva rotante primaria";
- b) la regolazione secondaria (*frequency restoration*) ha lo scopo di sostituire le risorse di generazione utilizzate dalla regolazione primaria, ripristinandone la disponibilità, e di riportare i flussi di potenza da e verso i sistemi elettrici interconnessi ai valori programmati. Come nel caso della regolazione primaria, la regolazione secondaria è effettuata in maniera automatizzata e i tempi di risposta necessari limitano la possibilità di offrire il servizio ai soli generatori già funzionanti in parallelo con la rete. A differenza della riserva primaria, gli interventi di regolazione secondaria sono coordinati a livello centralizzato e sono attuati attraverso un insieme predefinito di impianti. La regolazione secondaria è caratterizzata da tempi di avvio dell'intervento dell'ordine delle decine di secondi e durata dell'ordine delle due ore. Il servizio fornito dai generatori per la regolazione secondaria è definito "riserva rotante secondaria";
- c) la regolazione terziaria è realizzata attraverso un intervento manuale ed è caratterizzata da tempi di avvio dell'intervento dell'ordine delle decine di minuti. L'obiettivo è la sostituzione delle risorse di generazione utilizzate dalla regolazione secondaria, ripristinandone la disponibilità e riportando così il sistema in condizioni di sicurezza. La potenza messa a disposizione dai

generatori per la regolazione terziaria si suddivide in “riserva pronta”, qualora possa essere erogata entro tempi dell’ordine dei minuti e per un tempo dell’ordine delle ore e “riserva fredda”, qualora possa essere erogata entro tempi dell’ordine dell’ora e per alcune ore.

- 4.3** La regolazione della frequenza surroga i normali meccanismi di mercato nella funzione di equilibrare immissioni e prelievi di energia elettrica, qualora tali meccanismi non possano operare correttamente, in particolare a causa della rigidità della domanda e dell’offerta nel brevissimo periodo. Si tratta di una rigidità dovuta in larga misura all’impossibilità di negoziare transazioni aventi per oggetto immissioni e prelievi di energia elettrica in tempo continuo. Se ad esempio al tempo $t-4$ l’ultimo mercato fisico infra-giornaliero (si veda la sezione 3) ha chiuso, cioè se dopo $t-4$ non è più possibile scambiare impegni a prelevare o immettere energia elettrica al tempo t , eventuali sbilanciamenti in immissioni e prelievi che si verificano nel periodo t , rispetto agli impegni relativi a tale periodo risultanti al tempo $t-4$, devono essere compensati con i servizi di riserva, non essendo possibile inviare segnali di prezzo per indurre cambiamenti istantanei nei prelievi e nelle immissioni.

Coerentemente la capacità di generazione o di riduzione del carico dedicata alla regolazione deve essere tale da garantire l’equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica nel periodo di tempo (minimo) necessario affinché si renda disponibile, per gli operatori che effettuano sbilanciamenti nei prelievi o nelle immissioni rispetto agli impegni già assunti, un mercato fisico dell’energia elettrica dove acquistare l’impegno da parte di altri soggetti a compensare tali sbilanciamenti.

Le proposte dell’Autorità

- 4.4** Per quanto riguarda la regolazione primaria, l’Autorità ritiene che la massima sicurezza di funzionamento del sistema e la minimizzazione dei costi complessivi, dato il livello di sicurezza desiderato siano garantiti dal contributo alla regolazione primaria di tutti gli impianti di generazione in esercizio, qualora questo sia tecnicamente possibile. L’Autorità ritiene che gli impianti per i quali ciò non sia tecnicamente possibile debbano versare una indennità in favore del Gestore della rete in sostituzione del servizio di riserva primaria che essi non forniscono.
- 4.5** Per quanto riguarda la regolazione secondaria e terziaria l’Autorità propone che, a regime, i corrispondenti servizi di riserva siano acquistati dal Gestore della rete, in quanto soggetto responsabile del dispacciamento, su un apposito mercato settimanale o giornaliero, richiamato nel seguito come “mercato della capacità di riserva”, gestito dal Gestore del mercato. Sul mercato della capacità di riserva i generatori prendono l’impegno a rendere disponibile una certa potenza in funzione di riserva con modalità predefinite ed entro un certo intervallo di tempo dalla chiamata da parte del responsabile del dispacciamento. Se necessario, il mercato della capacità di riserva potrà essere suddiviso in più mercati, anche successivi,

eventualmente diversificati per le caratteristiche tecniche, in particolare rispetto alla flessibilità operativa, della capacità di generazione. La partecipazione dei generatori al mercato della capacità di riserva è facoltativa. Nel caso di potenza oggetto di un impegno preso sul mercato della capacità di riserva, l'impianto che ha assunto tale impegno non può assumere impegni sui mercati fisici del giorno prima e infragiornalieri dell'energia elettrica.

- 4.6** Il mercato della capacità di riserva determina l'insieme degli impianti che devono essere disponibili ad immettere energia elettrica per la regolazione secondaria e terziaria, ma non fornisce informazioni circa i prezzi dell'energia elettrica prodotta da tali impianti nel caso in cui essi fossero effettivamente chiamati a regolare. È inoltre possibile che dopo la chiusura di tutti i mercati dell'energia elettrica (il mercato del giorno prima e i mercati di aggiustamento) e del mercato della capacità di riserva, cioè all'approssimarsi del tempo reale, si renda disponibile capacità di generazione, in eccesso rispetto a quella necessaria per adempiere agli impegni assunti sui mercati a termine dell'energia elettrica, in grado di immettere energia elettrica in funzione di regolazione ad un prezzo inferiore a quello richiesto dagli impianti selezionati sul mercato della capacità di riserva.
- 4.7** Al fine di assicurare trasparenza nella selezione degli impianti chiamati a regolare l'Autorità ritiene necessaria l'introduzione di un mercato fisico in tempo reale dell'energia elettrica, gestito dal Gestore del mercato. Questo mercato consente al Gestore della rete di svolgere il compito che in esclusiva gli compete, di assicurare il bilanciamento continuo di immissioni e prelievi di energia elettrica, secondo modalità compatibili con la massima efficienza ed economicità.

Il mercato fisico in tempo reale dell'energia elettrica si differenzia dai mercati fisici a termine per il fatto che si svolge in tempi prossimi alle immissioni e ai prelievi di energia elettrica a cui gli impegni assunti su di esso si riferiscono. Al mercato fisico in tempo reale partecipano obbligatoriamente gli impianti di generazione (e i carichi interrompibili) le cui offerte sul mercato della capacità siano state accettate, e facoltativamente tutti gli altri soggetti abilitati ad operare sui mercati fisici. I generatori, ad esempio, dichiarano ad intervalli di cinque minuti l'energia disponibile e il prezzo desiderato. Sulla base delle offerte presentate sul mercato fisico in tempo reale gli impianti che devono immettere l'energia elettrica sono selezionati in modo da minimizzare il costo del bilanciamento di immissioni e prelievi di energia elettrica.

- 4.8** A giudizio dell'Autorità il mercato in tempo reale dell'energia elettrica dovrebbe funzionare con criterio *pay-as-bid* poichè:
- in presenza di un mercato della capacità di riserva la copertura dei costi fissi degli impianti che forniscono il servizio di riserva è assicurata dai prezzi di equilibrio di tale mercato;
 - gli impianti di generazione che ottengono sul mercato fisico in tempo reale il diritto a produrre senza avere contratto nel mercato della capacità di riserva un corrispondente impegno per la messa a disposizione della capacità non forniscono alcun contributo alla sicurezza del sistema, in quanto la loro disponibilità non è garantita. In altri termini nell'assetto organizzativo proposto,

il “prodotto” scambiato sul mercato fisico in tempo reale dell’energia non include la sicurezza della disponibilità, essendo la sicurezza della disponibilità già negoziata nell’apposito mercato della capacità di riserva, oltre che nei mercati a termine dell’energia elettrica. Sul mercato fisico dell’energia elettrica in tempo reale non sussiste, quindi, alcuna necessità di copertura di costi fissi attraverso rendite inframarginali;

- non c’è alcuna flessibilità della domanda al prezzo: l’unica controparte di tutte le transazioni è il Gestore della rete, che esprime una domanda di servizi necessari al bilanciamento del carico, senza potere agire sui comportamenti dei soggetti che non partecipano al mercato in tempo reale.

4.9 Per contro, dato che l’orizzonte temporale di riferimento per l’utilizzo dei servizi di regolazione è dell’ordine dei minuti, l’adozione di un regime di asta non discriminatoria, in luogo del criterio *pay-as-bid*, renderebbe necessaria l’iterazione ad una frequenza assai elevata (ad esempio, dell’ordine dei 5 minuti) del meccanismo di equilibrio di domanda e offerta di energia elettrica in tempo reale basato sul prezzo marginale. A giudizio dell’Autorità l’adozione di un meccanismo basato sul prezzo marginale per l’equilibrio del mercato fisico in tempo reale dell’energia elettrica comporta significativi costi amministrativi senza alcun evidente guadagno di efficienza, nella misura in cui, su orizzonti temporali ristretti come quelli rilevanti per i servizi di regolazione, i vincoli intertemporali collegati alle caratteristiche tecniche degli impianti possono costituire le determinati principali della selezione degli impianti chiamati a produrre.

4.10I costi della capacità e dell’energia sostenuti per la prestazione del servizio di regolazione secondaria e terziaria devono essere posti a carico dei soggetti responsabili di deviazioni nelle immissioni o nei prelievi rispetto agli impegni assunti nei mercati fisici dell’energia elettrica, in misura corrispondente ai costi da ciascuno provocati.

5. Adeguatezza della capacità di generazione disponibile

5.1 In alcune esperienze internazionali di liberalizzazione dell’attività di generazione dell’energia elettrica sono stati attuati interventi finalizzati a garantire che nel lungo periodo la capacità di generazione sia adeguata a far fronte alla domanda di energia elettrica.

5.2 L’Autorità osserva che in un mercato perfettamente funzionante i segnali di prezzo che si determinano sui mercati giornalieri dell’energia elettrica potrebbero essere sufficienti ad indurre la costruzione di nuova capacità di generazione o anche la trasformazione della capacità di generazione esistente in misura e secondo modalità adeguate al soddisfacimento della domanda. Non sarebbe quindi necessario alcun intervento di regolazione finalizzato ad assicurare coerenza tra offerta e domanda di energia elettrica nel lungo termine. Tuttavia imperfezioni nei mercati dei

finanziamenti e del rischio possono ostacolare il tempestivo adeguamento della capacità produttiva rispetto alla domanda; per questo motivo può essere opportuno prevedere uno specifico intervento volto ad assicurare la disponibilità di capacità di generazione nel lungo periodo.

Le proposte dell’Autorità

- 5.3** L’Autorità propone che, quando fosse ritenuto necessario introdurre un meccanismo per assicurare l’adeguatezza della capacità di generazione nel lungo periodo, questo debba interferire il meno possibile con il funzionamento dei mercati giornalieri dell’energia elettrica ed esso stesso operare secondo una logica di mercato.

L’Autorità ritiene che tale meccanismo possa essere delineato nei seguenti termini. Ogni soggetto che opera sul mercato dell’energia elettrica come acquirente deve acquistare “diritti di capacità” per un ammontare pari a un multiplo, stabilito dal soggetto responsabile dell’adeguatezza della capacità di generazione, della sua domanda di energia elettrica. L’Acquirente unico dovrebbe garantire la disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica necessaria per il mercato vincolato, come previsto dall’articolo 4, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, attraverso acquisti di diritti di capacità.

- 5.4** I diritti di capacità sono venduti da impianti di generazione che si impegnano ad essere disponibili in un predefinito periodo, vale a dire che si impegnano ad offrire l’energia elettrica producibile nei mercati giornalieri dell’energia aperti in quel periodo. Questo impegno non riguarda il prezzo a cui ciascun impianto offre la sua produzione di energia elettrica, ma solo il livello di potenza che sarà reso disponibile per la produzione.

- 5.5** I diritti di capacità, anche relativi a periodi futuri su un orizzonte compatibile con lo sviluppo, se necessario, di nuova capacità di generazione, sono scambiati in un “mercato della capacità di lungo periodo”, appositamente istituito e gestito dal Gestore del mercato.

- 5.6** A giudizio dell’Autorità, il meccanismo basato sui diritti di capacità, che riflette l’impostazione adottata in alcuni stati del nord-est degli Stati Uniti, avrebbe il vantaggio di quantificare in modo trasparente i costi dell’intervento di regolazione finalizzato a garantire l’adeguatezza della capacità di generazione, minimizzando allo stesso tempo le distorsioni da esso provocate. Una volta stabilito il “multiplo” della propria domanda che ciascun cliente deve comprare, il mercato determina il valore economico della capacità ritenuta adeguata, senza che siano necessari ulteriori interventi.

6. Gestione delle congestioni

- 6.1** Le congestioni sulla rete di trasmissione nazionale si verificano quando i flussi di energia elettrica corrispondenti ai programmi di immissione o di prelievo determinati nella borsa, ovvero i flussi relativi all'esecuzione di contratti bilaterali, sono incompatibili con la capacità di trasporto disponibile in condizioni di sicurezza sulla rete stessa. La gestione delle congestioni richiede uno stretto coordinamento informativo tra il Gestore della rete e il Gestore del mercato. Il valore del trasporto dell'energia elettrica da un certo nodo ad un altro della rete è pari alla differenza tra i costi marginali che devono essere sostenuti per consentire, al minimo costo per il sistema, il prelievo di energia elettrica nei due nodi.
- 6.2** La presenza di congestioni nella rete di trasmissione nazionale determina la non coincidenza tra l'ordine di merito economico degli impianti di generazione costruito sulla base dei prezzi offerti nel mercato dell'energia elettrica e l'ordine di merito economico che si ottiene tenendo conto anche delle perdite e dei vincoli della rete di trasmissione nazionale. Ciò comporta che impianti caratterizzati da costi variabili di produzione relativamente bassi possano non essere chiamati a produrre per tutta o parte della loro capacità.
- 6.3** La rete di trasmissione nazionale è caratterizzata dalla presenza di "colli di bottiglia", come quello che contrassegna il collegamento tra il continente e la Sardegna. In altri casi, fenomeni di congestione di tratti della rete di trasmissione nazionale possono risultare dal comportamento degli operatori.
- 6.4** Strategie di gestione delle congestioni basate sull'applicazione di prezzi nodali sono in fase di attuazione in alcuni mercati elettrici in cui il processo di liberalizzazione è ad uno stadio più avanzato, tra cui la Spagna e alcuni stati del nord-est degli Stati Uniti. La gestione delle congestioni attraverso prezzi nodali fa sì che i programmi di immissione e di prelievo determinati nella borsa dell'energia elettrica, ovvero i programmi corrispondenti all'esecuzione di contratti bilaterali, siano compatibili con la capacità di trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale in condizioni di sicurezza. In presenza di congestioni, i soggetti che prelevano o immettono energia elettrica rispettivamente pagano e ricevono prezzi differenziati a seconda del nodo della rete di trasmissione nazionale in cui avviene rispettivamente l'immissione o il prelievo. In ciascun nodo della rete di trasmissione nazionale il prezzo dell'energia elettrica è pari al maggior costo di generazione e trasmissione che sarebbe causato da un incremento del prelievo di energia elettrica in quel nodo, nell'ipotesi di dispacciamento ottimale del parco di generazione. Il riferimento ai prezzi nodali potrebbe creare difficoltà e richiedere contromisure nel caso in cui un operatore dominante abbia interesse a deprimere il prezzo in alcune aree, al fine di danneggiare i concorrenti o scoraggiare l'entrata di nuovi operatori.

Le proposte dell'Autorità

- 6.5** L'Autorità ritiene che l'individuazione del meccanismo più efficiente per la gestione economica delle congestioni di rete non possa prescindere dall'identificazione dell'effettiva natura (concentrata o diffusa), della frequenza e della rilevanza delle congestioni nel sistema di trasmissione nazionale. Tale identificazione deve essere effettuata tenendo conto che i flussi di energia elettrica

sulle reti di trasmissione potrebbero variare significativamente per effetto della liberalizzazione.

- 6.6** La valutazione della rilevanza economica di eventuali “colli di bottiglia” nella rete di trasmissione nazionale richiede la determinazione del valore nodale dell’energia elettrica. A questo scopo l’Autorità propone che, come parte del dispacciamento, il Gestore della rete calcoli e pubblichi, sin dall’avvio della borsa dell’energia elettrica, i prezzi nodali. Tali valori dovrebbero essere utilizzati, in una fase iniziale, per identificare fenomeni di congestione. Se il valore nodale dell’energia elettrica risultasse approssimativamente uguale in tutti i nodi della rete di trasmissione nazionale nella quasi totalità delle ore dell’anno, e pertanto le congestioni non fossero rilevanti o persistenti, l’Autorità ritiene preferibile un meccanismo basato sulla ripartizione uniforme dei relativi costi tra tutti gli utenti. In caso contrario l’Autorità ritiene che si possa ricercare un meccanismo basato sulla valorizzazione dell’energia immessa e prelevata in ogni nodo al corrispondente prezzo nodale.
- 6.7** Per quanto concerne la gestione economica delle conseguenze delle congestioni, l’Autorità propone che, almeno fino all’accertamento della rilevanza e della forma assunta dal problema delle congestioni:
- gli impianti la cui produzione è indispensabile, dal punto di vista tecnico, per garantire la sicurezza di esercizio del sistema elettrico (gli impianti cosiddetti *reliability must run*) ricevano, eventualmente per i soli periodi in cui essi sono indispensabili per la sicurezza del sistema, un prezzo determinato dalla stessa Autorità impianto per impianto. Questa misura è necessaria in quanto tali impianti, a causa della loro localizzazione, devono comunque produrre per garantire la sicurezza del sistema e pertanto non sono sottoposti alla concorrenza. Gli stessi impianti potrebbero, in assenza di intervento regolatorio, offrire la loro produzione a prezzi superiori ai livelli concorrenziali;
 - gli impianti non *must-run* che, a causa di vincoli della rete di trasmissione nazionale, siano inseriti nel programma di dispacciamento pur non rientrando nel programma di chiamata a produrre che risulta dai mercati fisici dell’energia elettrica (gli impianti cosiddetti *constrained on*), ricevano il prezzo da loro richiesto, fatta salva l’introduzione di misure volte al controllo dell’esercizio di potere di mercato qualora dai vincoli di rete derivino condizioni di inadeguata concorrenza nell’offerta di energia elettrica su scala locale;
 - gli impianti che, a causa di vincoli della rete di trasmissione nazionale, non possono produrre pur rientrando nel programma di chiamata a produrre che risulta dai mercati fisici dell’energia elettrica (gli impianti cosiddetti *constrained-off*) non ricevano alcun pagamento.

Il costo di tali misure (pari alla differenza tra il prezzo di equilibrio determinatosi sulla borsa e il prezzo che l’impianto *must run* o *constrained on* ha diritto a ricevere, moltiplicato per l’energia elettrica immessa in rete da tale impianto) sarà ripartito tra tutti gli utilizzatori del sistema elettrico attraverso ad esempio una maggiorazione del prezzo della borsa pagato da ciascun soggetto che preleva energia elettrica dalla borsa e un identico corrispettivo a carico dei soggetti che utilizzano contratti bilaterali

7. Mercati finanziari per strumenti derivati sul prezzo di mercato dell'energia elettrica

- 7.1** La volatilità del prezzo dell'energia elettrica che si determina sul mercato del giorno precedente rende opportuna la creazione di strumenti finanziari di copertura per i soggetti che operano su tale mercato e crea opportunità di profitto per i soggetti disposti ad assumere i relativi rischi.
- 7.2** Gli effetti sia fisici sia economici di un contratto bilaterale fisico tra un generatore e un consumatore possono essere ottenuti attraverso opportune combinazioni di offerte sulla borsa dell'energia elettrica e posizioni assunte sui mercati dei derivati sul prezzo dell'energia elettrica. La mancata disponibilità di strumenti derivati può indurre gli operatori a realizzare transazioni attraverso contratti bilaterali fisici invece che attraverso la borsa.
- 7.3** Dal punto di vista degli operatori, il mercato finanziario potrebbe essere considerato come la sede “naturale” per l'assunzione di posizioni con finalità speculative o di copertura. Come conseguenza i mercati fisici a termine potrebbero essere utilizzati esclusivamente per le transazioni aventi per oggetto immissioni e prelievi di energia elettrica, senza ridurre i margini di flessibilità disponibili agli operatori. Un mercato di strumenti finanziari derivati legati al mercato dell'elettricità potrebbe sorgere per iniziativa spontanea. L'Autorità nota tuttavia come la creazione di un mercato di strumenti derivati per iniziativa spontanea degli operatori sia improbabile in una fase iniziale di funzionamento del sistema delle offerte.

La proposta dell'Autorità

- 7.4** A giudizio dell'Autorità la presenza di un efficiente mercato degli strumenti derivati contribuisce alla trasparenza complessiva del sistema delle offerte e fornisce un contributo rilevante allo spessore e alla trasparenza del mercato del giorno prima dell'energia elettrica. Pertanto l'Autorità propone che, come parte delle attività finalizzate alla creazione del mercato elettrico e al suo sviluppo, venga promosso o, qualora necessario, creato un mercato finanziario apposito, affinché sia possibile scambiare almeno un insieme minimo di strumenti finanziari standardizzati coerenti con le caratteristiche delle transazioni che emergono sul mercato fisico dell'energia elettrica.
- 7.5** L'Autorità nota come gli operatori potrebbero essere indotti a costituire un mercato di strumenti derivati di propria iniziativa, per soddisfare l'esigenza di copertura dei

loro rischi, oltre che per cogliere la possibilità di realizzare guadagni di natura speculativa. Al fine di evitare la proliferazione di strumenti finanziari non standardizzati, e per tale ragione non sufficientemente dotati di liquidità, l'Autorità intende adoperarsi, anche d'intesa con la Commissione nazionale per le società e la borsa, affinché vengano ricercate e istituite appropriate forme di coordinamento e sorveglianza.

8. Energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, sistemi di cogenerazione e fonti nazionali

8.1 Il decreto legislativo n. 79/99 prevede norme specifiche per la partecipazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, sistemi di cogenerazione e fonti nazionali di energia primaria al mercato elettrico. In particolare il decreto legislativo n. 79/99 prevede che:

- a) l'Autorità, nel fissare le condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento, preveda l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili e di quella prodotta mediante cogenerazione;
- b) il Gestore della rete assicuri la precedenza all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano, nell'ordine, fonti energetiche rinnovabili, sistemi di cogenerazione e fonti nazionali di energia combustibile primaria, queste ultime per una quota massima annuale non superiore al quindici per cento di tutta l'energia primaria necessaria per generare l'energia elettrica consumata.

Entrambe queste previsioni possono essere interpretate con riferimento:

- a) a eventuali vincoli di rete, nel senso di richiedere un trattamento prioritario per l'utilizzazione della capacità di trasporto sulla rete di trasmissione nazionale qualora questa capacità non sia sufficiente a soddisfare l'intera domanda;
- b) al programma di attivazione degli impianti secondo il merito economico di cui all'articolo 5, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99.

8.2 L'articolo 3 del decreto legislativo n. 79/99 prevede che il Gestore della rete ritiri l'energia elettrica:

- a) comunque prodotta da operatori nazionali diversi da Enel Spa ed attualmente ceduta alla stessa società sulla base di apposite convenzioni per la cessione;
- b) di cui al titolo IV, lettera B), del provvedimento del Comitato interministeriale prezzi n. 6/1992 (concernente nuova energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e assimilate ed immessa nella rete pubblica dalle imprese produttrici-distributrici);
- c) di cui all'articolo 22, comma 3, della legge 9 gennaio 1991, n. 9/91 (concernente energia elettrica prodotta a mezzo di impianti che utilizzano fonti rinnovabili o assimilate ed eccedente i consumi del produttore).

Sulla base di queste disposizioni il Gestore della rete si trova a disporre di significativi quantitativi di energia elettrica per i quali sussiste, in capo al Gestore stesso, un obbligo di ritiro a prezzi prefissati (rispettivamente, nel caso di cui alla precedente lettera a) dalle esistenti convenzioni trasferite dall'Enel Spa; nel caso di

cui alla precedente lettera b) dalle nuove convenzioni stipulate tra Gestore della rete ed imprese produttrici-distributrici; nel caso di cui alla precedente lettera c) dall'Autorità, ai sensi dell'articolo 3, comma 12, del decreto legislativo n. 79/99).

- 8.3** Il decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, di concerto con il Ministro dell'ambiente, 11 novembre 1999, recante direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale, Serie generale, n. 292 del 14 dicembre 1999, stabilisce, all'articolo 5, che la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili avvenga attraverso un sistema di "certificati verdi" e, all'articolo 6, che il Gestore del mercato organizzi una sede per la contrattazione di tali certificati verdi.

Le proposte dell'Autorità

- 8.4** L'Autorità propone che all'energia elettrica prodotta da impianti che utilizzano fonti rinnovabili e sistemi di cogenerazione sia riconosciuta priorità nell'accesso alla rete nella forma di una esenzione dall'onere derivante dal meccanismo per la gestione economica delle congestioni e, limitatamente ai casi in cui la fonte primaria rinnovabile utilizzata non sia programmabile, nella forma dell'esenzione dall'applicazione della disciplina per la copertura dei costi dei servizi di riserva a carico dei soggetti che effettuano sbilanciamenti della produzione rispetto agli impegni assunti nei mercati fisici dell'energia elettrica.
- 8.5** In particolare, per quanto riguarda i vincoli di rete, l'Autorità ritiene che la priorità da accordare agli impianti che utilizzano fonti rinnovabili, sistemi di cogenerazione e fonti nazionali, potrebbe prendere la forma dell'esenzione di tali impianti dall'onere derivante dall'applicazione del meccanismo per la gestione economica delle congestioni. Nel caso di ricorso ad una differenziazione nodale dei prezzi di borsa, ciò equivarrebbe al riconoscimento alla produzione di tali impianti di un prezzo non inferiore a quello che emergerebbe in assenza di vincoli di rete.
- 8.6** Per quanto riguarda la priorità di dispacciamento per gli impianti che utilizzano fonti rinnovabili, sistemi di cogenerazione e fonti nazionali di energia a combustibile primario, l'Autorità nota che in un mercato basato su una borsa dell'energia elettrica, come quello che viene proposto, qualsiasi impianto può ottenere la certezza di essere dispacciato, a meno di vincoli di rete o di insufficiente domanda, offrendo la propria produzione a prezzo zero. Il prezzo che riceverebbe sarebbe comunque quello di equilibrio del mercato, pari al prezzo offerto dall'ultimo impianto dispacciato.
- 8.7** L'Autorità propone che il collocamento dell'energia elettrica ritirata dal Gestore della rete ai sensi del decreto legislativo n. 79/99 avvenga attraverso la sua offerta nella borsa. Per assicurarne il collocamento, lo stesso Gestore della rete deve offrire tale energia a prezzo zero, ricevendo comunque il prezzo di equilibrio del mercato; la differenza tra i costi di acquisto ed i ricavi derivante dalla vendita nella borsa

verrebbe inclusa tra gli oneri di sistema ai sensi dell'articolo 3, comma 13, del decreto legislativo n. 79/99.

9. Gradualità di attuazione

9.1 E' auspicabile che l'attuazione di quanto viene proposto dall'Autorità avvenga secondo un percorso graduale. Ciò per due ordini di motivi. In primo luogo, un'attuazione graduale consente di rendere disponibili in tempi relativamente rapidi strumenti comunque adeguati affinché possa essere realizzata in regime concorrenziale la parte preponderante delle transazioni nel mercato elettrico italiano. In secondo luogo, un percorso graduale consente agli operatori di meglio apprendere le modalità di utilizzo degli strumenti disponibili e alle istituzioni preposte alla gestione del mercato e alla gestione della rete di trasmissione nazionale di valutare l'efficacia dei meccanismi organizzativi introdotti.

Le proposte dell'Autorità

9.2 Viste le sopra richiamate esigenze di gradualità, l'Autorità ritiene si debbano istituire, sin dalla fase di avvio della borsa dell'energia elettrica, un mercato fisico del giorno prima e almeno due mercati infra-giornalieri di aggiustamento, di cui uno prossimo al tempo reale. È essenziale per il funzionamento ordinato del mercato che presso i siti dei soggetti che immettono e prelevano l'energia elettrica scambiata vengano installati sistemi di misura adeguati e che siano adottate procedure per la rilevazione dei dati occorrenti alla determinazione dei corrispondenti pagamenti.

9.3 Il mercato della capacità di riserva e il mercato in tempo reale dell'energia elettrica, necessari per l'approvvigionamento dei servizi di riserva secondaria e terziaria, potrebbero essere surrogati, nella fase di primo avvio della borsa, da un insieme di contratti tra il responsabile del dispacciamento e alcuni impianti di generazione. Tale soluzione, seppure meno orientata al mercato, presenta, a giudizio dell'Autorità, il vantaggio di riflettere la logica di approvvigionamento dei servizi di riserva tipica dell'assetto verticalmente integrato precedente. Dovranno essere anche considerate, sia nella fase di avvio sia tempi successivi, le iniziative e gli sviluppi del mercato elettrico in altri Stati membri dell'Unione europea e le conseguenti esigenze ed opportunità di armonizzazione e coordinamento. Meccanismi basati sul mercato per l'approvvigionamento dei servizi di riserva dovrebbero comunque divenire pienamente operativi entro un termine di due anni.

9.4 L'Autorità propone che l'introduzione dell'obbligo di acquisto di diritti di capacità e la creazione del mercato della capacità di lungo periodo dove tali diritti sono scambiati, occorrenti per garantire l'adeguatezza della capacità di generazione, siano rinviati di qualche anno. Il rinvio non avrebbe come conseguenza rischi per la

sicurezza di approvvigionamento del sistema elettrico italiano, a motivo dell'attuale situazione di eccesso di capacità nazionale di generazione di energia elettrica.

- 9.5** Nel più lungo periodo, l'Autorità ritiene che l'introduzione di un sistema di prezzi nodali dell'energia elettrica sia lo strumento più efficiente per la gestione delle congestioni della rete di trasmissione nazionale. Il sistema dei prezzi nodali dovrebbe essere applicato solo dopo che siano state accertate l'esistenza, la rilevanza e la sistematicità di fenomeni di congestione nel sistema di trasmissione nazionale. La determinazione dei valori nodali dell'energia elettrica è tuttavia fin dall'inizio necessaria per la valutazione economica, oltre che tecnica, della rilevanza degli effetti delle congestioni. Per questo motivo l'Autorità propone che tale rilevazione avvenga a partire dalla fase di avvio della borsa dell'energia elettrica.