

RELAZIONE TECNICA

PRESUPPOSTI PER L'ADOZIONE DI SCHEMA DI CONDIZIONI PER L'EROGAZIONE DEL PUBBLICO SERVIZIO DI DISPACCIAMENTO DELL'ENERGIA ELETTRICA SUL TERRITORIO NAZIONALE AI SENSI DELL'ARTICOLO 3, COMMA 3, DEL DECRETO LEGISLATIVO 16 MARZO 1999, N. 79

Introduzione

L'articolo 3 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (di seguito: decreto legislativo n. 79/99) stabilisce che la società Gestore della rete di trasmissione nazionale Spa (di seguito: il Gestore della rete) eserciti le attività di trasmissione e di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale, ivi compresa la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale, in regime di concessione.

L'articolo 3, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità) fissi 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 di dispacciamento, e che, nell'esercizio di tale competenza, l'Autorità debba perseguire l'obiettivo della più efficiente utilizzazione dell'energia elettrica prodotta o comunque immessa nel sistema elettrico nazionale, compatibilmente con i vincoli tecnici delle reti

L'articolo 5, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99 prevede che entro l'1 gennaio 2001 l'ordine di entrata in funzione delle unità di produzione di energia elettrica, nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari offerti sia determinato secondo l'ordine di merito economico, fatte salve le previsioni relative all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e da cogenerazione, e che, dalla data in cui il dispacciamento di merito economico viene applicato, la società Gestore del mercato elettrico Spa (di seguito: il Gestore del mercato) assuma la gestione delle offerte di vendita e di acquisto dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi.

La necessità che l'Autorità emani condizioni in materia di dispacciamento secondo una tempistica compatibile con il processo di definizione della disciplina del mercato, di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, discende dalle interdipendenze tra le attività di dispacciamento, il sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 ed i contratti bilaterali. L'attività di dispacciamento si esplica, infatti, attraverso l'imposizione di vincoli al comportamento degli operatori sul mercato e mediante la gestione di apposite risorse il cui approvvigionamento, ai sensi dell'articolo 5, comma 2, del decreto legislativo n. 79/99, deve essere gestito dal Gestore del mercato.

1 Finalità e requisiti delle attività di dispacciamento nel mercato elettrico liberalizzato

Nel modello organizzativo del settore elettrico introdotto dal decreto legislativo n. 79/99 i programmi di immissione e di prelievo di energia elettrica (di seguito: i programmi), che corrispondono a impegni liberamente assunti dai partecipanti al mercato, sono definiti:

- a) nel sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99;
- b) attraverso contratti bilaterali, stipulati ai sensi dell'articolo 6 dello stesso decreto legislativo.

Nel contesto sopra delineato l'attività di dispacciamento ha come finalità quella di rendere compatibile l'esecuzione dei programmi con i vincoli che derivano dalle caratteristiche tecniche dell'erogazione del servizio elettrico. Gli elementi critici che rendono necessario il coordinamento delle azioni poste in essere dai partecipanti al mercato elettrico in esecuzione dei programmi, da parte del Gestore della rete in quanto esercente l'attività di dispacciamento, possono essere ricondotti ai seguenti:

- a) i programmi non sono specificati in modo sufficientemente dettagliato da assicurare che il loro rispetto sia sufficiente a garantire la sicurezza del sistema; a titolo esemplificativo, si consideri che in pressoché tutti i mercati elettrici i programmi sono specificati in termini di potenza media oraria, mentre la sicurezza del sistema elettrico impone la simultaneità di immissioni e prelievi su un orizzonte temporale assai più breve;
- b) il completo rispetto dei programmi è generalmente impossibile a causa della sola parziale controllabilità del prelievo di energia elettrica e della limitata flessibilità delle caratteristiche di funzionamento degli impianti di generazione; deviazioni delle immissioni e dei prelievi effettivi da quelli specificati nei programmi sono fisiologiche e relativamente più rilevanti quanto più dettagliata è la specificazione dei comportamenti nei programmi stessi;
- c) le caratteristiche tecniche del trasporto di energia elettrica sulla reti sono tali da creare interdipendenze, tra i prelievi e le immissioni dei partecipanti al mercato, che non possono essere gestite efficacemente attraverso un meccanismo decentralizzato;
- d) in assenza di coordinamento, le azioni dei partecipanti al mercato – anche nel rispetto dei programmi - possono causare disservizi; anche assumendo che i programmi siano caratterizzati da un livello di specificazione adeguato a garantire la sicurezza del sistema, non è possibile surrogare il coordinamento centralizzato, per far fronte a deviazioni rispetto ai programmi, con meccanismi sanzionatori finalizzati a prevenire che tali deviazioni abbiano luogo.

Gli strumenti per il dispacciamento possono essere ricondotti a due categorie generali. In primo luogo, l'esercente dell'attività di dispacciamento può imporre vincoli ai programmi determinati in base alla libera interazione tra i partecipanti al mercato. A tale categoria di strumenti è riconducibile l'assegnazione zonale dei diritti di utilizzo delle capacità di trasporto. In secondo luogo, il Gestore della rete può approvvigionare ed attivare apposite risorse per rendere compatibile l'esercizio dei diritti e dei doveri che derivano dai programmi con la sicurezza del sistema. A tale categoria sono riconducibili: i) l'adozione di misure di redispacciamento ovvero *counter-trading* per la gestione di congestioni di rete o per l'utilizzo della capacità di trasporto disponibile in ciascun momento secondo modalità tali da garantire la minimizzazione del costo complessivo di produzione e di trasporto dell'energia elettrica; ii) l'approvvigionamento della capacità di riserva e l'utilizzo delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica per il mantenimento dell'equilibrio continuo dei prelievi e delle immissioni di energia elettrica nella rete (bilanciamento).

Le modalità utilizzate dal Gestore della rete per il dispacciamento devono soddisfare i requisiti di efficienza, non discriminazione, trasparenza e semplicità per gli operatori del mercato. Affinché una soluzione sia efficiente è necessario che garantisca la minimizzazione del costo complessivo di produzione e di trasporto dell'energia elettrica, tenendo conto del costo di approvvigionamento delle risorse eventualmente utilizzate dal Gestore della rete. La non discriminazione richiede che la medesima disciplina per il dispacciamento sia applicata ai programmi formulati nel sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99 ed a quelli dei contratti bilaterali di cui

all'articolo 6 del medesimo decreto. La trasparenza è necessaria al controllo, anche da parte delle istituzioni responsabili del corretto funzionamento del settore elettrico, dell'esercizio dell'attività di dispacciamento, che avviene in regime monopolistico. La semplicità e comprensibilità da parte dei partecipanti al mercato degli strumenti utilizzati nell'attività di dispacciamento sono condizione necessaria affinché tali strumenti possano dar luogo agli esiti efficienti.

2 Elementi fondamentali della disciplina del mercato di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99 rilevanti per la formulazione delle condizioni per l'esercizio dell'attività di dispacciamento

Le modalità organizzative del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99 condizionano sia le finalità sia gli strumenti a disposizione del dispacciamento. Pertanto, le previsioni contenute nello schema di condizioni proposto sono formulate tenendo in considerazione l'assetto generale del sistema dello stesso sistema delle offerte, come risultante dallo schema di disciplina del mercato elettrico trasmesso dal Gestore del mercato al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato per l'approvazione, sentita l'Autorità, ai sensi dell'articolo 5 comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, ricevuto dall'Autorità in data 28 marzo 2001.

Gli elementi del disegno generale del sistema delle offerte che sono stati assunti nella formulazione dello schema di condizioni proposto sono:

- un mercato del giorno prima dell'energia elettrica;
- almeno una sessione di mercato dell'energia elettrica di aggiustamento avente luogo prima delle ore 00.00 del giorno a cui gli impegni assunti su tale mercato si riferiscono;
- almeno una sessione di mercato dell'energia elettrica di aggiustamento avente luogo nel corso del giorno a cui gli impegni assunti su tale mercato si riferiscono;
- i mercati di cui ai tre alinea precedenti operano secondo un sistema di asta non discriminatoria;
- il Gestore del mercato gestisce appositi mercati per l'approvvigionamento dei servizi di riserva e dell'energia elettrica di bilanciamento.

Nel seguito di questo documento e nello schema di condizioni proposto con l'espressione "mercato giornaliero" si fa riferimento all'insieme del mercato dell'energia elettrica del giorno prima e delle sessioni del mercato di aggiustamento che si concludono anteriormente alle ore 00.00 del giorno a cui gli impegni assunti in tali sessioni si riferiscono. Con l'espressione "mercati infragiornalieri" dell'energia elettrica si fa riferimento all'insieme delle sessioni del mercato di aggiustamento che hanno luogo durante la giornata a cui gli impegni assunti in tali sessioni si riferiscono.

Poiché i confini della rete rilevante ai fini delle attività di dispacciamento non coincidono con quelli della rete di trasmissione nazionale, come definita dal decreto del Ministro dell'industria 25 giugno 1999, viene introdotta la nozione di "rete rilevante", che comprende la rete di trasmissione nazionale e le porzioni in alta tensione delle reti di distribuzione direttamente connesse alla medesima rete.

Coerentemente con il disposto dell'articolo 5, comma 2 del decreto legislativo n. 79/99 – che prevede che società Gestore del mercato elettrico S.p.A. (di seguito: Gestore del mercato) assuma la gestione delle offerte di vendita e di acquisto dell'energia elettrica e di tutti i servizi connessi – lo schema di condizioni proposto prevede che il Gestore della rete e il Gestore del mercato stipulino convenzioni, approvate dall'Autorità, per il coordinamento tra di essi nell'esercizio delle attività relative al dispacciamento.

3 **Aggregazione di punti di immissione e di prelievo**

In una rete ideale con capacità di trasporto sempre superiori a quelle massime utilizzate ed in condizioni di assenza di perdite, deviazioni dei prelievi o delle immissioni effettive rispetto a quelli specificati nei programmi (di seguito: sbilanciamenti) simultanee, di stessa entità e di segno opposto in diversi punti della rete si compenserebbero, non comporterebbero alcun intervento e quindi alcun onere per l' esercente l'attività di dispacciamento. In tale ipotesi, la grandezza che determina il costo di bilanciamento è costituita dal valore netto di tutti gli sbilanciamenti che hanno avuto luogo nello stesso momento nel sistema elettrico.

In pratica, tuttavia, è possibile che sbilanciamenti simultanei uguali e di segno opposto in differenti punti del sistema di trasporto richiedano l'intervento correttivo del Gestore della rete a causa della specifica situazione della rete rilevante.

Al fine di attribuire ai soggetti in modo aderente ai relativi costi da questi provocati gli oneri connessi ai suddetti interventi, è richiesto al Gestore della rete di individuare nodi o raggruppamenti di nodi della rete, definiti "punti di scambio rilevanti", caratterizzati dal fatto che sbilanciamenti simultanei, di segno opposto e di stessa entità (una volta riportati, corretti per le relative perdite, al corrispondente punto di scambio rilevante) che avvengano in punti di immissione sottesi a ciascun punto di scambio rilevante non richiedono alcun intervento da parte del Gestore della rete e non sono, quindi, causa di alcun onere nell'ambito della rete rilevante.

L'Autorità determinerà, con successivo provvedimento, i coefficienti per il riporto da utilizzare per ricondurre immissioni (prelievi) effettuati in ciascun punto della rete elettrica ad immissioni (prelievi) nel punto di scambio rilevante corrispondente. Tali coefficienti rifletteranno perdite di trasporto convenzionali dell'energia elettrica sulle reti che collegano il punto di immissione (prelievo) e il corrispondente punto di scambio rilevante.

4 **Gestione delle congestioni di rete**

4.1 **Attribuzione zonale del diritto all'utilizzo delle capacità di trasporto**

Si verifica una congestione di rete ogni volta che la rete non consente l'esecuzione dei programmi, risultanti dall'interazione tra gli operatori in assenza di alcun vincolo, nel rispetto della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico nazionale.

Lo schema di condizioni proposto prevede l'assegnazione zonale dei diritti di utilizzazione delle capacità di trasporto. Al Gestore della rete è richiesto di:

- definire i confini di zone geografiche tali che, sulla base delle informazioni disponibili al momento della definizione:
 - a) la capacità di trasporto tra le zone risulti sistematicamente inadeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e prelievo;
 - b) la capacità di trasporto all'interno di ciascuna zona sia generalmente adeguata all'esecuzione dei programmi di immissione e prelievo;
 - c) la dislocazione delle immissioni e dei prelievi nei punti di scambio rilevanti all'interno di ciascuna zona non abbia un sensibile impatto sulla capacità di trasporto tra zone.
- dichiarare la capacità di trasporto tra le zone di cui all'alinea precedente.

Al fine di garantire certezza agli operatori del mercato è necessario che il territorio nazionale sia suddiviso in un numero limitato di zone e che i confini tra le zone siano stabili nel tempo. Tuttavia, al fine di consentire la migliore definizione delle zone è consentito al Gestore della rete, limitatamente al primo biennio di operatività del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99, di variare i confini tra le zone. Successivamente i confini tra le zone sono fissati per un periodo almeno triennale.

Al Gestore della rete è richiesto di pubblicare tutte le informazioni e le ipotesi utilizzate per la definizione delle zone e delle capacità di trasporto interzonali.

Ai titolari di contratti bilaterali è richiesto di comunicare, entro il termine per la presentazione delle offerte nel mercato del giorno prima, i programmi di immissione e di prelievo definiti in esecuzione dei contratti bilaterali stessi. Il Gestore della rete, al fine di rendere i programmi di immissione e di prelievo compatibili con la capacità di trasporto dichiarata tra le zone, trasmette al Gestore del mercato i programmi di immissione e di prelievo definiti in esecuzione di contratti bilaterali, affinché questi siano considerati come offerte, rispettivamente, a prezzo nullo e senza specificazione di prezzo nel mercato del giorno prima.

Qualora i programmi non vincolati determinati nel mercato del giorno prima risultino incompatibili con la capacità di trasporto dichiarata dal Gestore della rete, il Gestore del mercato determina i programmi di immissione e di prelievo considerando come mercati indipendenti le zone tra cui i programmi non vincolati danno luogo a congestione, in modo che la capacità di trasporto utilizzata in base ai programmi sia inferiore o uguale a quella dichiarata come disponibile dal Gestore della rete.

La procedura sopra delineata viene applicata, con riferimento alla capacità di trasporto interzonale dichiarata dal Gestore della rete che residua dopo la definizione dei programmi sui mercati precedenti, in ciascun mercato dell'energia elettrica che ha luogo anteriormente alle ore 00:00 del giorno a cui gli impegni ivi negoziati si riferiscono (di seguito: sessione di mercato giornaliero).

Ciascun titolare del contratto bilaterale è tenuto al versamento al Gestore della rete di un corrispettivo determinato in misura pari alla differenza tra i prezzi di mercato determinati nelle zone in cui avviene il prelievo e l'immissione dell'energia elettrica e riferito alla quantità di energia elettrica oggetto dei programmi presentati in esecuzione del contratto bilaterale. Analogamente, il Gestore del mercato trasferisce al Gestore della rete la rendita ottenuta per effetto del differenziale di prezzi tra zone.

Limitatamente al primo biennio di operatività del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99 sono trasferite agli utilizzatori delle capacità di trasporto secondo modalità che saranno determinate dall'Autorità con successivo provvedimento, le rendite che risultano dall'applicazione del metodo di assegnazione zonale dei diritti di utilizzo di dette capacità di trasporto.

Successivamente, al fine di rendere disponibili agli operatori del mercato idonei strumenti di copertura contro il rischio della volatilità del differenziale tra i prezzi zonali, l'Autorità intende introdurre una procedura di assegnazione attraverso procedura concorrenziale (asta) dei diritti finanziari di trasporto, che attribuiscono al titolare il diritto a ricevere, per quantità prefissate di energia elettrica, la rendita che si produce per effetto della congestione tra predeterminate zone geografiche. L'Autorità fisserà, sulla base della proposta del Gestore della rete, il contenuto e l'ammontare dei diritti finanziari di trasporto posti all'asta. Il Gestore della rete coprirà i costi relativi alle obbligazioni assunte nei confronti dei titolari di diritti finanziari di trasporto utilizzando le rendite che si producono in caso di congestione. I proventi delle aste per l'assegnazione dei diritti finanziari di trasmissione sono trasferiti agli utilizzatori delle capacità di trasporto.

La soluzione per l'attribuzione dei diritti all'utilizzo delle capacità di trasporto adottata nello schema di condizioni proposto deve essere confrontata con una alternativa, simile a quella utilizzata ad esempio in California, in cui tali diritti sarebbero assegnati dall'esercente l'attività di dispacciamento ai partecipanti al sistema delle offerte e ai titolari di contratti bilaterali sulla base di:

- a) programmi di immissione e di prelievo determinati dall'operatore del mercato e da ciascun titolare di contratto bilaterale senza tenere conto dei vincoli della rete e
- b) offerte per la variazione in aumento o diminuzione di tali programmi in ciascuna zona.

Quest'ultima soluzione, in principio, fornirebbe i seguenti vantaggi rispetto a quella prescelta:

- a) assegnerebbe le attività di gestione del meccanismo di assegnazione dei diritti di trasporto al soggetto che ne è responsabile, ove la soluzione prescelta prevede che il Gestore del mercato operi l'assegnazione dei diritti di trasporto nell'ambito dei mercati dell'energia elettrica da esso gestiti; e
- b) realizzerebbe una completa parità di trattamento, nell'assegnazione dei diritti di utilizzo delle capacità di trasporto, tra i soggetti che operano attraverso il sistema delle offerte e quelli che operano attraverso transazioni bilaterali, ove la soluzione proposta prevede che solo il diritto di utilizzo delle capacità di trasporto assegnato ai titolari di contratti bilaterali sia di natura fisica, essendo la non discriminazione tra tali soggetti e quelli operanti nel sistema delle offerte ottenuta attraverso il corrispettivo applicato ai primi per l'utilizzo delle capacità di trasporto in presenza di congestione di rete.

D'altra parte la medesima soluzione presenta i seguenti svantaggi rispetto a quella prescelta:

- a) una notevole complessità organizzativa e gestionale;
- b) la necessità di mettere in atto meccanismi finalizzati a rendere il meccanismo utilizzato per l'assegnazione dei diritti di trasporto robusto sia rispetto a carenze nel coordinamento tra gli operatori del mercato nella formazione dei programmi di immissione e di prelievo, sia rispetto a comportamenti strategici da parte degli operatori dominanti.

Tali considerazioni hanno condotto a ritenere preferibile, nelle fase di avvio del sistema, l'adozione della soluzione proposta. Ciò ha comportato l'inserimento nello schema di condizioni proposto dei commi 8.7 e 8.8, contenenti indicazioni che coinvolgono il Gestore del mercato in quanto esercente una attività di dispacciamento quale è l'assegnazione dei diritti di utilizzo delle capacità di trasporto in caso di congestione.

4.2 Modalità di soluzione delle congestioni

Il Gestore della rete risolve eventuali congestioni di rete che risultino dai programmi determinati nel mercato giornaliero, attraverso acquisti di variazioni nei programmi di immissione e di prelievo dell'energia elettrica determinatisi nel mercato giornaliero (di seguito: *counter-trading*).

La gestione delle congestioni attraverso azioni di *counter-trading* consente di garantire ai partecipanti al mercato elettrico la certezza dei benefici derivanti dai diritti di utilizzo delle capacità di trasporto acquisiti su tale mercato. Tale certezza non si sostanzia nella garanzia di immettere (o prelevare) l'energia elettrica oggetto del programma risultante dal mercato giornaliero o dall'attuazione di un contratto bilaterale, bensì dalla garanzia, qualora tale immissione (o prelievo) sia impossibile a causa di vincoli di rete, di un indennizzo economico. D'altra parte il Gestore della rete deve operare le azioni di *counter-trading* necessarie a garantire l'utilizzo efficiente della capacità di trasporto in modo da minimizzare il costo derivante dal pagamento di tale indennizzi ovvero, più in generale, da minimizzare il costo complessivo di produzione e di trasporto.

Il valore dei diritti di utilizzo delle capacità di trasporto assegnati nel mercato giornaliero, oggetto delle azioni di *counter-trading* del Gestore della rete, è determinato in un apposito mercato, in cui tutti gli operatori a cui sono stati assegnati diritti di utilizzo delle capacità di trasporto, ivi compresi quelli che hanno definito programmi di immissione e prelievo in attuazione di contratti bilaterali, devono presentare offerte.

Attraverso il *counter-trading* il Gestore della rete deve garantire l'utilizzo efficiente della capacità di trasporto, come risultante sulla base delle informazioni disponibili al termine dell'ultima sessione di mercato giornaliero. Per questa ragione la rappresentazione della rete rilevante utilizzata per la selezione delle azioni di *counter-trading* deve essere il più possibile aderente alla realtà. Nello schema di condizioni proposto sono individuate le caratteristiche minime del modello di rete che il Gestore della rete deve utilizzare per la definizione delle azioni di *counter-trading* successive all'assegnazione dei diritti di trasporto nel mercato giornaliero dell'energia elettrica.

Per quanto concerne le congestioni di rete che si manifestino successivamente alle predette azioni di *counter-trading*, lo schema di condizioni proposto prevede che il Gestore della rete revochi offerte selezionate di variazione dei programmi presentate e accettate in uno dei mercati dell'energia elettrica che si svolgono durante il giorno a cui gli impegni negoziati si riferiscono (di seguito: mercati infragiornalieri), nel caso in cui l'esito di tale mercato dia luogo a congestioni di rete, in modo da minimizzare la riduzione dell'energia elettrica complessivamente scambiata in tale mercato per effetto delle revoche. I programmi di immissione e di prelievo determinati nei mercati infragiornalieri, quindi, non garantiscono il diritto all'utilizzo delle capacità di trasporto. Tale soluzione per la gestione delle congestioni, la cui adozione è prevista, per motivi di semplicità operativa, nella fase di avvio del sistema delle offerte di cui all'articolo 5 del decreto legislativo n. 79/99, può essere sostituita dal Gestore della rete, previa approvazione dell'Autorità, con un meccanismo che garantisca una maggiore efficienza, purché sia tale da porre l'onere della gestione delle congestioni che si generano per effetto di impegni assunti sui mercati infragiornalieri, sui soggetti che operano in tali mercati.

5 Mantenimento dell'equilibrio tra immissioni e prelievi di energia elettrica

5.1 Approvvigionamento dei servizi di riserva

Il mantenimento dell'equilibrio continuo tra immissioni e prelievi di energia elettrica (di seguito: bilanciamento) è assicurato dal Gestore della rete attraverso l'utilizzo di capacità di generazione, o di variazione del carico, approvvigionati come servizi di riserva forniti dalla utenze della rete.

Utilizzando tali servizi di riserva, a sua volta, il Gestore della rete assicura la gestibilità del sistema elettrico nazionale nel rispetto della sicurezza di funzionamento ed eroga alla generalità dell'utenza il servizio di rete finalizzato alla regolazione di alcuni standard del servizio.

Si identificano tre livelli di regolazione differenziati in funzione dei tempi di risposta e della durata dell'intervento delle risorse che essi impiegano.

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. Il servizio fornito dai generatori per la regolazione primaria è definito "riserva rotante primaria". Lo schema di condizioni proposto prevede che il Gestore della rete definisca, in maniera non discriminatoria, gli obblighi di fornitura di riserva primaria gravanti per

gli impianti di generazione. Si prevede inoltre che il Gestore della rete presenti all'Autorità una proposta per la definizione dell'ammontare di un contributo sostitutivo alla fornitura del servizio di riserva primaria, a carico degli impianti di generazione che, a causa di vincoli tecnici, non possono fornire le prestazioni di riserva primaria

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, tuttavia, gli interventi di regolazione secondaria sono coordinati a livello centralizzato e sono attuati attraverso un insieme predefinito di impianti, e non attraverso la totalità dei generatori. La regolazione secondaria è caratterizzata da tempi di avvio dell'intervento dell'ordine delle decine di secondi e durata dell'ordine delle ore. Il servizio fornito dai generatori per la regolazione secondaria è definita "riserva rotante secondaria".

Lo schema di condizioni proposto prevede che il Gestore della rete definisca, in maniera non discriminatoria, i requisiti tecnici che devono essere soddisfatti dagli impianti di generazione che intendono fornire servizi di riserva secondaria e che la seleziona le offerte di capacità di riserva secondaria avvenga attraverso un apposito mercato, eventualmente articolato geograficamente. L'energia elettrica immessa o prelevata dalla rete nell'ambito della fornitura del servizio di riserva deve essere valorizzata ad un prezzo determinato anteriormente all'apertura del mercato della capacità di riserva secondaria, ad esempio pari al prezzo che si è determinato nel mercato del giorno prima dell'energia elettrica.

La regolazione terziaria è realizzata attraverso un intervento manuale ed è caratterizzato da tempi di avvio dell'intervento che vanno da alcuni minuti ad alcune ore. Essa ha come obiettivo la sostituzione delle risorse di generazione utilizzate dalla regolazione secondaria, ripristinandone la disponibilità e riportando così il sistema in condizioni di sicurezza. Lo schema di condizioni proposto stabilisce che il Gestore della rete definisca, in maniera non discriminatoria, i requisiti tecnici che devono essere soddisfatti dagli impianti di generazione che intendono fornire servizi di riserva terziaria, se opportuno individuando tipologie che si differenziano in base a tali requisiti tecnici.

La capacità di riserva terziaria è approvvigionata attraverso un apposito mercato, anche articolato geograficamente e per tipologia di riserva terziaria. Su tale mercato sono offerti impegni a rendere disponibile capacità di generazione, in funzione di riserva, in ciascuna ora del giorno successivo.

Lo schema di condizioni proposto prevede che la selezione della riserva terziaria avvenga sulla base di offerte relative alla sola disponibilità di capacità, ovvero sulla base di un indice di economicità, determinato in base al prezzo richiesto per l'immissione o il prelievo di energia e al prezzo per la disponibilità della capacità di riserva terziaria, sulla base di fattori di utilizzazione previsti per quantità incrementali di capacità di riserva terziaria.

Il titolare di una offerta selezionata sul mercato della riserva contrae l'impegno a presentare una offerta, per quantità di energia elettrica e con caratteristiche tecniche coerenti con il contenuto dell'offerta selezionata, sul mercato dell'energia elettrica di bilanciamento. Qualora la selezione delle offerte avvenga sulla base di un indice di economicità, determinato in base al prezzo richiesto per l'immissione o il prelievo di energia e al prezzo per la disponibilità della capacità, il prezzo dell'energia elettrica rilevante per la selezione sul mercato della riserva terziaria costituisce anche prezzo di offerta sul mercato dell'energia elettrica di bilanciamento.

5.2 **Approvvigionamento dell'energia elettrica di bilanciamento**

Il Gestore della rete approvvigiona l'energia elettrica necessaria al mantenimento dell'equilibrio continuo di immissioni e prelievi su un apposito mercato organizzato nella forma di un'asta discriminatoria. Al Gestore della rete è richiesto di definire le modalità di utilizzo dei servizi acquistati.

5.3 **Copertura dei costi del servizio di bilanciamento**

Lo schema di condizioni proposto prevede la copertura dei costi di capacità ed energia sostenuti per la fornitura del servizio di regolazione secondaria in attraverso un corrispettivo applicato a tutti i soggetti che prelevano l'energia elettrica, in base al prelievo effettivo. La stessa modalità di copertura è prevista per i costi di acquisto della capacità di riserva terziaria.

I costi incorsi per l'acquisto di energia elettrica di bilanciamento, ivi inclusa quella fornita da impianti selezionati nel mercato della riserva terziaria, sono coperti attraverso gli oneri per sbilanciamento posti in capo ai soggetti che immettono e prelevano l'energia elettrica.

Ai fini dell'intervento di bilanciamento da parte dell'esercente l'attività di dispacciamento assumono rilevanza gli sbilanciamenti dei prelievi netti (o, equivalentemente, delle immissioni nette) rispetto a quelli programmati, che si registrano in ciascun punto di scambio rilevante. In un punto di scambio rilevante si registra uno sbilanciamento netto positivo (negativo) dei prelievi se, al netto delle perdite, nell'intervallo temporale rilevante, i prelievi effettuati da tutti i punti di prelievo sottesi a tale punto di scambio rilevante, al netto delle immissioni effettuate in tutti i punti di immissione sottesi allo stesso punto di scambio rilevante, sono superiori (inferiori) al corrispondente valore determinato con riferimento ai programmi di prelievo e di immissione. Il punto di scambio rilevante costituisce pertanto il riferimento per la determinazione degli oneri causati al sistema dallo sbilanciamento complessivamente risultante dalle azioni di tutti gli utenti allacciati in punti di immissione o prelievo sottesi allo stesso punto di scambio rilevante.

Lo schema di condizioni proposto prevede che il valore dello sbilanciamento registrato in punto di scambio rilevante sia valorizzato ad un prezzo pari a:

a) se nel punto di scambio rilevante si è verificato uno sbilanciamento netto positivo dei prelievi:

$$P_i^+ = \max\{p_i^{MKT-GP}; p^{BIL}\} \quad (1)$$

dove:

- i è l'indice che individua il punto di scambio rilevante.
- P_i^+ è il prezzo unitario dello sbilanciamento al punto di scambio rilevante i ;
- $\max\{\cdot\}$ indica il maggior valore tra quelli riportati tra parentesi;
- p_i^{MKT-GP} è il prezzo dell'energia elettrica determinatosi nel mercato del giorno prima nella zona a cui appartiene il punto di scambio rilevante i ;
- p^{BIL} è il costo marginale delle azioni di bilanciamento a salire ordinate nel periodo di riferimento, eventualmente ridotto nel caso in cui il Gestore della rete ritenga che, a causa di condizioni anomale, il costo della più costosa azione di bilanciamento a salire richiesta nel periodo rilevante non sia rappresentativo del costo marginale che si produrrebbe in situazioni normali;

b) se nel punto di scambio rilevante si è verificato uno sbilanciamento netto negativo:

$$P_i^- = \min\{p_i^{MKT-GP}; p^{BIL}\} \quad (2)$$

dove:

- i è l'indice che individua il punto di scambio rilevante.
- P_i^- è il prezzo unitario dello sbilanciamento relativo al punto di scambio rilevante i ;
- $\min\{\cdot\}$ indica il minor valore tra quelli riportati tra parentesi;
- p_i^{MKT-GP} è il prezzo dell'energia elettrica determinatosi nel mercato del giorno prima nella zona a cui appartiene il punto di scambio rilevante i ;
- p^{BIL} è il costo marginale delle azioni di bilanciamento a scendere ordinate dal Gestore della rete nel periodo di riferimento, eventualmente aumentato nel caso in cui il Gestore della rete ritenga che, a causa di condizioni anomale, il costo della meno costosa azione di bilanciamento a scendere richiesta nel periodo rilevante non sia rappresentativo del costo marginale che si produrrebbe in situazioni normali;

La ripartizione dell'onere dello sbilanciamento tra i soggetti che immettono e prelevano energia elettrica nei punti della rete elettrica sottesi allo stesso punto di scambio rilevante deve avvenire in modo che, con riferimento esemplificativamente al caso di sbilanciamento netto positivo:

- il costo dello sbilanciamento netto sia posto a carico dei soggetti che effettuano sbilanciamenti di segno positivo;
- sia operata una compensazioni in favore ai soggetti che effettuano sbilanciamenti negativi e a carico di quelli che effettuano sbilanciamenti positivi.

Ciò è ottenuto ripartendo ciascuno degli sbilanciamenti, relativi ai punti di immissione o di prelievo sottesi allo stesso punto di scambio rilevante, di stesso segno dello sbilanciamento registrato nel nodo qualificato, in due parti:

- a) una parte la cui compensazione ha richiesto azioni di bilanciamento da parte del Gestore della rete; la somma di tali parti è pari allo sbilanciamento netto registrato nel nodo qualificato; tale parte è valorizzata al prezzo unitario di sbilanciamento;
- b) una parte la cui compensazione è avvenuta attraverso sbilanciamenti di segno opposto effettuati in punti di immissione o di prelievo sottesi allo stesso nodo qualificato; tale parte è valorizzata al prezzo dell'energia elettrica determinatosi nel mercato del giorno prima dell'energia elettrica.

Si consideri con finalità illustrativa, il seguente esempio. In un punto di scambio rilevante i , al quale sono sottesi 5 punti di immissione e prelievo, si registra in un periodo rilevante uno sbilanciamento netto positivo di +20 MW. Gli sbilanciamenti nei punti della rete sottesi punto di scambio rilevante sono pari a:

punto 1: - 40 MW
punto 2: + 60 MW
punto 3: - 40 MW
punto 4: + 40 MW
punto 5: 0 MW

L'onere dello sbilanciamento netto viene posto a carico dei punti in cui si sono registrati sbilanciamenti dello stesso segno di quello registrato nel nodo qualificato, proporzionalmente all'entità degli sbilanciamenti registrati in ciascun punto. Quindi il punto 2 versa:

$$\max\{p_i^{MKT-GP}; p^{BIL}\} * 20 * \frac{60}{40 + 60} = \max\{p_i^{MKT-GP}; p^{BIL}\} * 12$$

dove i simboli sono stati definiti nella precedente formula (1), 20 rappresenta lo sbilanciamento netto nel nodo qualificato; $\frac{60}{40+60}$ è la quota dello sbilanciamento positivo attribuita al punto 2; 12 è la parte dello sbilanciamento del punto 2 che si assume sia stata compensata con gli interventi di bilanciamento del Gestore della rete. Analogamente il punto 4 versa:

$$\max\{p_i^{MKT-GP}; p^{'BIL}\} * 20 * \frac{40}{40+60} = \max\{p_i^{MKT-GP}; p^{'BIL}\} * 8$$

Inoltre il punto 2 e il punto 4 compensano i punti 1 e 3 in quanto le loro deviazioni hanno bilanciato deviazioni di segno opposto dei punti 2 e 4. Tali variazioni simmetriche vengono valorizzate al prezzo di equilibrio del mercato del giorno prima; quindi il punto 2 versa:

$$p_i^{MKT-GP} * (60 - 12) \tag{3}$$

dove i simboli sono stati definiti nella precedente formula (1) e (60-12) rappresenta la parte dello sbilanciamento effettuato nel punto 2 che si assume sia stato compensato dagli sbilanciamenti di segno opposto verificatisi nei punti 1 e 3. Analogamente il punto 4 versa:

$$p_i^{MKT-GP} * (40 - 8) \tag{4}$$

Si noti che la somma dei versamenti delle formule (3) e (4) è pari a quanto è necessario corrispondere ai nodi 1 e 3 a fronte delle loro deviazioni negative; tale somma è pari, in entrambi i casi a $p_i^{MKT-GP} * 40$.

La modalità di quantificazione e ripartizione del valore di sbilanciamento illustrata è tale da inviare ai soggetti che prelevano o immettono energia elettrica segnali circa il valore delle deviazioni rispetto ai programmi, nonché stimolare l'aderenza degli impegni e delle immissioni effettive ai corrispondenti livelli programmati.

L'ammontare di ricavi in eccesso ai costi di bilanciamento - derivante dalla valorizzazione al costo marginale degli sbilanciamenti, a fronte dell'applicazione di un metodo *pay-as-bid* per l'approvvigionamento dell'energia elettrica di bilanciamento nonché dall'applicazione della penalità per sbilanciamento - è relativamente contenuto, in quanto l'entità degli sbilanciamenti è determinata con riferimento ai punti di scambio rilevanti, consentendo così la compensazione degli sbilanciamenti di segno opposto registrati in tutti i punti di immissione e prelievo sottesi allo punto di scambio rilevante.

L'intervallo temporale rilevante per la definizione degli impegni oggetto del mercato dell'energia elettrica di bilanciamento è generalmente più breve di quello rilevante per gli impegni oggetto dei mercati dell'energia elettrica del giorno prima e dell'aggiustamento; la definizione della durata degli intervalli rilevanti per il bilanciamento è demandata al Gestore della rete. Coerentemente gli sbilanciamenti dei soggetti che forniscono servizi di bilanciamento devono essere determinati con riferimento all'intervallo temporale rilevante per il bilanciamento. Lo schema di condizioni proposto prevede che, per i predetti soggetti, i prezzi unitari di bilanciamento, determinati attraverso le precedenti formule (1) e (2), siano applicati agli sbilanciamenti calcolati con riferimento agli intervalli temporali rilevanti per il bilanciamento. Comunque, tutte le immissioni e prelievi orari (quindi anche quelli dei soggetti che forniscono servizi di bilanciamento) concorrono alla definizione dell'onere di sbilanciamento posto a carico dei soggetti che non partecipano al mercato del bilanciamento. Inoltre il Gestore della rete può fissare penalità per il mancato rispetto degli ordini di bilanciamento; ciò richiede la preliminare determinazione di un criterio per la suddivisione dello sbilanciamento complessivo registrato in un punto di immissione o prelievo che partecipa al

mercato di bilanciamento in una parte convenzionalmente riferita ad impegni assunti sui mercati dell'energia elettrica ed in una riferita agli impegni derivanti dalla partecipazione al mercato del bilanciamento.

Lo schema di condizioni proposto prevede che l'ammontare di ricavi ottenuti dalla valorizzazione degli sbilanciamenti, in eccesso rispetto ai costi sostenuti dal Gestore della rete sul mercato di bilanciamento, è portato in deduzione degli oneri di riserva posti a carico dei soggetti che prelevano l'energia elettrica.

6 Impianti necessari alla sicurezza del sistema

Nella fase di avvio del sistema delle offerte di cui all'articolo 5, comma 1, del decreto legislativo n. 79/99, e comunque per un periodo di durata non superiore a 12 mesi, è consentito al Gestore della rete di assumere la disponibilità dei servizi forniti da alcuni impianti di generazione necessari alla sicurezza del sistema elettrico.

Lo schema di condizioni proposto prevede che il Gestore della rete predisponga, entro 90 giorni una richiesta di assunzione di detta disponibilità relativamente ad impianti di generazione ritenuti necessari alla sicurezza del sistema elettrico. La richiesta deve essere adeguatamente motivata e specificare, per ciascuna unità di produzione di cui è richiesta l'assunzione del controllo diretto:

- le ragioni per cui tale unità è necessaria alla sicurezza;
- le previsioni di utilizzo di tale unità da parte del Gestore della rete.

Contestualmente all'approvazione della richiesta del Gestore della rete, l'Autorità definirà i criteri di utilizzo degli impianti di generazione necessari alla sicurezza del sistema elettrico e le modalità di copertura dei costi sostenuti dal Gestore della rete per l'acquisizione della loro disponibilità.

7 Adeguatezza della capacità di generazione nel lungo periodo e riserva di ultima istanza

I segnali di prezzo che si determinano sui mercati giornalieri dell'energia elettrica potrebbero non 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. Nel caso della California la mancata evoluzione del parco di generazione secondo modalità coerenti con l'evoluzione della domanda è stata considerata, da alcuni osservatori come una delle cause dei recenti casi di razionamento del mercato attraverso la disalimentazione, anche parziale o temporanea, di carichi che pure sarebbero disposti a pagare per l'energia elettrica prelevata il prezzo che si determina sul mercato.

Al presente non è possibile formulare valutazioni conclusive circa:

- a) la necessità dell'introduzione di apposite previsioni finalizzate ad assicurare l'adeguatezza della capacità di generazione nel lungo periodo, al di là degli stimoli forniti dall'evoluzione dei prezzi nei mercati dell'energia elettrica di breve periodo; tale valutazione richiede una analisi dell'evoluzione prospettica del parco di generazione, in relazione in particolare, da un lato, alle prospettive di fermata per periodi prolungati degli impianti di generazione per interventi di ripotenziamento e, dall'altro lato, delle richieste di accesso alle infrastrutture di rete di nuova capacità di generazione;
- b) il merito relativo di alternativi strumenti concepibili per assicurare l'adeguatezza della capacità di generazione nel lungo periodo.

La situazione di incertezza è aggravata dalla limitata esperienza internazionale disponibile e dal limitato sviluppo del dibattito, anche teorico, sulla materia.

Qualora risultasse comprovata la necessità di introdurre appositi istituti per assicurare l'adeguatezza della capacità di generazione nel lungo periodo, l'Autorità ritiene che tali istituti debbano avere caratteristiche tali da interferire il meno possibile con il funzionamento dei mercati giornalieri dell'energia elettrica e esso stesso operare secondo una logica di mercato.

Ad una prima e non conclusiva analisi appare che il predetto requisito di neutralità rispetto al funzionamento dei mercati dell'energia elettrica possa essere più efficacemente soddisfatto da un meccanismo di natura decentralizzata, quale dall'imposizione sui soggetti che acquistano energia elettrica di acquistare "certificati di capacità" in quantità corrispondente, venduti su un apposito mercato dai titolari degli impianti di generazione, che si impegnano a rendere disponibile capacità di generazione nei mercati giornalieri. Tale soluzione, che ricalca l'impostazione adottata in alcuni stati del nord-est degli Stati Uniti, consentirebbe di garantire al minimo costo l'adeguatezza della capacità di generazione e 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.

Deve per altro essere sottolineato che l'introduzione di una soluzione come quella sopra delineata richiede che siano soddisfatte condizioni minime di concorrenzialità e di certezza delle condizioni per l'entrata nell'attività di generazione dell'energia elettrica, in mancanza delle quali l'adozione di una soluzione decentralizzata potrebbe fornire ai soggetti dotati di potere di mercato spazi ulteriori per abusarne, a danno dei clienti finali. A parere dell'Autorità tali condizioni minime di concorrenzialità e certezza non possono ritenersi soddisfatte al presente.

Per le predette ragioni l'Autorità ha previsto l'adozione di un meccanismo, inteso come transitorio e denominato riserva di ultima istanza, per assicurare la capacità di produzione necessaria alla copertura della domanda. Tale meccanismo, ancorché centralizzato, è basato sulla logica di mercato, in quanto prevede la selezione di capacità di generazione in funzione di riserva di ultima istanza attraverso procedure concorsuali.

La soluzione proposta prevede la fissazione del livello del valore dell'energia elettrica non fornita (VENF), che indica il valore attribuito dall'utenza alla mancata alimentazione ovvero il prezzo massimo che l'utenza sarebbe disposta a pagare pur di non subire disalimentazioni, nel caso in cui non sia possibile equilibrare attraverso il prezzo domanda e offerta di energia elettrica sul mercato e si debba ricorrere al razionamento, cioè alla disalimentazione di alcuni carichi.

Il VENF è il prezzo che viene pagato a tutti i soggetti che immettono energia elettrica, e da tutti i soggetti che prelevano l'energia elettrica, nelle situazioni in cui risulti impossibile equilibrare domanda e offerta di energia elettrica attraverso il prezzo di mercato.

Sulla base delle previsioni di domanda il Gestore della rete elabora una valutazione del livello complessivo di capacità di generazione adeguato; sulla base del VENF e di ipotesi circa le condizioni di costo e la propensione al rischio degli operatori, il Gestore della rete determina inoltre il valore della capacità di generazione di cui le aspettative di ricavi da vendita dell'energia elettrica sui mercati giornalieri indurranno spontaneamente la messa disposizione.

La differenza tra il livello di capacità di generazione ritenuto adeguato e quello che si prevede essere reso disponibile dagli operatori del mercato costituisce il requisito di riserva di ultima istanza del Gestore della rete.

Il Gestore della rete utilizza la riserva di ultima istanza per garantire l'equilibrio di immissioni e prelievi di energia elettrica solo qualora non risulti possibile determinare, sui mercati dell'energia elettrica, un prezzo tale da equilibrare domanda ed offerta.

La riserva di ultima istanza è selezionata annualmente attraverso procedure concorsuali.

La soluzione proposta, stante in particolare l'eccesso di capacità di generazione (parte della quale caratterizzata da costi variabili di generazione tanto elevati da prefigurarne la dismissione in assenza di interventi) che caratterizza al presente il settore elettrico italiano, consente di garantire l'adeguatezza della capacità di generazione a costo relativamente contenuto (pari in principio ai soli risparmi di costo che la chiusura di impianti inefficienti consentirebbe rispetto al loro mantenimento in operatività esclusivamente a fini di riserva) per un orizzonte di alcuni anni, e comunque per un periodo sufficiente ad accertare la necessità di interventi di natura strutturale e permanente per assicurare l'adeguatezza della capacità di generazione nel lungo periodo.

Il Direttore dell'Area Elettricità
Dott. Piergiorgio Berra