

**DCO 10/09**

**I CONTRATTI A TERMINE PER L'ADEGUATEZZA DELLA  
CAPACITÀ DI GENERAZIONE ELETTRICA**

**Documento per la consultazione**  
*Mercato di incidenza: energia elettrica*

*7 maggio 2009*

## Premessa

*Il presente documento di consultazione, predisposto dalla Direzione Mercati nell'ambito del procedimento relativo all'esecuzione del disposto dell'art. 2, comma 1, del D.Lgs. 379/2003, ha ad oggetto la riforma del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica.*

*Il meccanismo di remunerazione attualmente vigente, transitorio e basato sul riconoscimento alla capacità resa disponibile di un contributo perlopiù indipendente dalla reale criticità del sistema nell'ora e senza alcun impegno specifico per il produttore, ha mostrato infatti alcune carenze nel perseguire l'obiettivo di agevolare il raggiungimento e il mantenimento di un livello adeguato di capacità produttiva nelle ore e nelle zone contraddistinte da particolare scarsità di offerta.*

*Nel documento si delineano dunque i criteri e le condizioni che dovrebbero essere rispettati da parte di Terna SpA nell'elaborazione della proposta di un sistema di remunerazione che sostituisca il meccanismo di remunerazione attualmente vigente e che sia – come espressamente richiesto dalla norma di rango primario – concorrenziale, trasparente, non discriminatorio e non distorsivo per il mercato.*

*Il nuovo meccanismo di remunerazione volto a guidare il sistema elettrico verso un livello adeguato di capacità di generazione potrebbe essere fondato sulla stipula di contratti di opzione tra Terna SpA e i produttori, in modo da incentivare questi ultimi a rendere disponibile la capacità nelle ore e nelle zone contraddistinte da maggiore scarsità di offerta.*

*Dalla scelta dello strumento dei contratti a termine per perseguire l'adeguatezza della capacità di generazione e dal set di obiettivi che sono alla base della proposta, emerge in modo evidente il nesso di continuità del presente documento per la consultazione con il documento del 6 agosto 2008, n. 27, incentrato sulle misure volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico.*

*La sezione dedicata alla proposta regolatoria è preceduta da una descrizione dei fallimenti del mercato in tema di adeguatezza della capacità di generazione elettrica che giustificano l'azione del regolatore e da una disamina delle cause dell'inefficacia del regime transitorio.*

*I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'Autorità, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il **29 giugno 2009**, termine di chiusura della presente consultazione.*

*I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti ad indicare espressamente quali parti dei documenti trasmessi all'Autorità si intendano riservate alla medesima.*

*È preferibile che i soggetti interessati inviino osservazioni e commenti attraverso il servizio telematico interattivo messo a disposizione sul sito internet dell'Autorità ([www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)).*

*In alternativa, i soggetti interessati possono inviare osservazione e commenti al seguente indirizzo tramite uno solo di questi mezzi: e-mail con allegato il file contenente le osservazioni (preferibile), fax o posta:*

***Autorità per l'energia elettrica e il gas  
Direzione Mercati  
Unità mercati all'ingrosso e concorrenza  
piazza Cavour 5 – 20121 Milano  
e-mail: [mercati@autorita.energia.it](mailto:mercati@autorita.energia.it)  
Fax: 02-65565265***

## 1 Introduzione

- 1.1 L'Autorità per l'energia elettrica e il gas (di seguito: l'Autorità), attraverso il documento per la consultazione 6 agosto 2008, n. 27, recante "Orientamenti in materia di misure volte ad agevolare la negoziazione di contratti di copertura di lungo periodo nel mercato elettrico" (di seguito: documento per la consultazione n. 27/08), ha avanzato alcune proposte volte a favorire la stipula di contratti di copertura di durata ultradecennale. Questi ultimi, agevolando gli investimenti in capacità di generazione contraddistinti da elevati costi fissi e significativi periodi di ammortamento e di recupero del capitale, contribuiscono a perseguire contestualmente i principali obiettivi di politica energetica definiti a livello governativo, quali la riduzione della dipendenza da aree geopolitiche instabili ai fini dell'approvvigionamento delle fonti primarie, la diversificazione delle medesime fonti, l'adeguatezza del sistema elettrico, il miglioramento della competitività del sistema economico nazionale e la salvaguardia ambientale.
- 1.2 Il presente documento per la consultazione, proseguendo lungo il percorso avviato con il documento per la consultazione n. 27/08, si concentra sul tema dell'adeguatezza della capacità di generazione elettrica, cui è strettamente connesso quello del riequilibrio del mix tecnologico del parco di generazione finalizzato alla diversificazione delle fonti primarie e alla riduzione della dipendenza da aree instabili.
- 1.3 Al fine di perseguire l'obiettivo dell'adeguatezza, il decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379 (di seguito: D.Lgs. 379/2003) prevede che sia adottato un sistema di remunerazione della capacità di generazione elettrica basato su meccanismi concorrenziali, trasparenti, non discriminatori e non distorsivi per il mercato. Tali meccanismi devono facilitare il raggiungimento e il mantenimento dell'adeguatezza della capacità produttiva in modo da minimizzare gli oneri per i consumatori.
- 1.4 Sotto il profilo procedurale, ai sensi dell'art. 2, comma 1, del D.Lgs. 379/2003, l'Autorità, ha il compito di definire i criteri e le condizioni secondo cui il Gestore della rete di trasmissione nazionale (oggi Terna SpA) propone un sistema di remunerazione della capacità di generazione elettrica contraddistinto dalle caratteristiche sopra riportate. L'efficacia della proposta è subordinata all'emanazione di uno specifico decreto da parte del Ministero delle attività produttive, previa consultazione dell'Autorità.
- 1.5 Occorre ricordare che, nel marzo del 2005, l'Autorità ha effettuato una consultazione pubblica finalizzata alla definizione dei criteri e delle condizioni per l'implementazione del sistema di remunerazione della capacità stabilito dal D.Lgs. 379/2003 (cfr. documento per la consultazione dell'Autorità 18 marzo 2005). Essendo tuttavia emersi da parte degli operatori sia elementi di dissenso sia valutazioni eterogenee rispetto alle proposte formulate nel documento per la consultazione, l'Autorità ha ritenuto opportuno mantenere il regime di remunerazione allora vigente. Tale regime transitorio, disciplinato dall'art. 5 del D.Lgs. 379/2003, è fondato sulla fissazione da parte dell'Autorità di un corrispettivo

a carico degli utenti del dispacciamento, il cui gettito è destinato alla remunerazione della capacità di generazione resa disponibile dagli utenti del dispacciamento delle unità ammesse alla remunerazione.

- 1.6 Con il presente documento per la consultazione l'Autorità intende riavviare il dibattito in tema di remunerazione della capacità di generazione elettrica, così da addivenire alla definizione di un meccanismo che:
  - a) permetta di superare le criticità evidenziate dal sistema di remunerazione attualmente vigente;
  - b) sia coerente con il disposto del D.Lgs. 379/2003 e con la *ratio* del documento per la consultazione n. 27/08;
  - c) consenta di contenere i costi di finanziamento delle iniziative volte a rendere adeguata nello spazio e nel tempo la capacità di generazione.
- 1.7 L'esigenza di superare in tempi ragionevolmente rapidi il regime attualmente vigente e di implementare un meccanismo di mercato nasce da una serie di considerazioni. In primo luogo il regime in vigore ha manifestato, tra l'altro, performance insoddisfacenti in termini di incentivo a rendere disponibile la capacità nelle aree e nelle ore di maggiore scarsità di offerta.
- 1.8 In secondo luogo il tema della diversificazione delle fonti energetiche primarie, finalizzata alla riduzione dei rischi connessi alla dipendenza energetica da aree geopolitiche instabili ai fini dell'approvvigionamento delle fonti, ha assunto una priorità elevata. Ciò induce ad accelerare il riequilibrio del mix tecnologico del parco generativo.
- 1.9 In terzo luogo, la progressiva riduzione del potere di mercato unilaterale detenuto dai principali operatori in seguito all'ingresso di nuova capacità produttiva nella disponibilità di operatori terzi, che rende più incerta l'adozione da parte dei principali operatori di comportamenti di sostegno dei prezzi, e le attese di continua crescita della produzione da fonti rinnovabili aumentano il rischio che i prezzi ottenibili in futuro non siano tali da consentire una remunerazione congrua rispetto a un livello adeguato di capacità produttiva da fonti programmabili.
- 1.10 Inoltre, essendosi ormai formato e consolidato negli operatori del settore uno spiccato orientamento al mercato, l'Autorità ritiene che siano maturi i tempi per l'introduzione di un meccanismo di mercato per la remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica.
- 1.11 Infine, un meccanismo di remunerazione della capacità produttiva basato su una logica di mercato consente, se ben disegnato, di aumentare la concorrenza nel mercato all'ingrosso sia attraverso l'incremento della contendibilità del mercato, sia riducendo i rischi (e quindi i costi) dei produttori con riferimento alla realizzazione e alla localizzazione di nuova capacità produttiva. Per quanto attiene in particolare al problema del contenimento del potere di mercato unilaterale, si consideri che in un mercato come quello dell'energia elettrica caratterizzato da domanda inelastica risulta quasi inevitabile che, anche in un assetto concorrenziale (che non sia di concorrenza perfetta), singoli operatori detengano potere di mercato unilaterale nelle ore di maggior carico.

## 2 Le condizioni per l'autosufficienza del mercato nel perseguimento dell'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione elettrica

- 2.1 La necessità di prevedere un meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva nasce dalla constatazione che il mercato non determina autonomamente risultati soddisfacenti in termini di adeguatezza della capacità di generazione elettrica.
- 2.2 La capacità di generazione del sistema elettrico è considerata adeguata se consente di soddisfare *strutturalmente* la somma della domanda attesa di energia elettrica e di un margine di riserva tale da rispettare prefissati livelli di sicurezza e di qualità.
- 2.3 Come ampiamente dimostrato in letteratura, le forze di mercato sarebbero in grado di assumere autonomamente le scelte (di investimento e manutenzione) più efficienti ed efficaci rispetto all'obiettivo di rendere disponibile un livello adeguato di capacità di generazione disponibile, se si verificassero contestualmente una serie di ipotesi. Innanzitutto non dovrebbe essere presente nel mercato alcun tipo di difetto informativo tale da porre uno o più operatori in condizioni di svantaggio rispetto agli altri attori del sistema elettrico. Inoltre gli operatori che sono attivi nel mercato dovrebbero essere neutrali al rischio. Infine il mercato dovrebbe presentare un elevato grado di concorrenza attuale e potenziale.
- 2.4 Sotto le assunzioni appena enunciate, il mercato sarebbe in grado di fornire segnali di prezzo di lungo periodo tali da orientare le strategie di investimento dei produttori di energia elettrica verso un esito ottimo dal punto di vista del benessere sociale. Ciascun produttore renderebbe infatti disponibile un ammontare di capacità corrispondente al punto in cui si eguagliano i costi e i ricavi marginali attesi di lungo periodo. La condizione di equilibrio sarebbe dunque la seguente:

$$CCM = VENT * PPC$$

dove

- *CCM* è il costo di un'unità addizionale di capacità di generazione elettrica; verosimilmente il valore assunto da tale costo è funzione crescente del livello della capacità di generazione che sarà disponibile.
- *VENT* è il valore unitario dell'energia elettrica non fornita ai carichi distaccati, al netto del costo marginale che occorre sostenere per rendere disponibile energia elettrica mediante l'unità addizionale di capacità;
- *PPC* è la probabilità che il sistema elettrico non sia in grado di soddisfare la domanda di energia elettrica nel lungo periodo; tale valore è funzione decrescente del livello della capacità di generazione che sarà disponibile.

### **3 I fallimenti del mercato in materia di adeguatezza della capacità di generazione elettrica e la rilevanza del tema della gestione del rischio**

- 3.1 Le ipotesi descritte nel precedente paragrafo non appaiono realistiche. Innanzitutto le informazioni nel mercato sono incomplete e distribuite in modo asimmetrico. A causa di ciò, per ciascun operatore risulta estremamente complesso e oneroso coordinare le proprie scelte di investimento con quelle dei concorrenti. Per ogni operatore è infatti particolarmente difficoltoso prevedere con ragionevole precisione la quantità complessiva di capacità che sarà disponibile sul mercato dal momento in cui cominceranno a diventare operativi gli investimenti che ha programmato di realizzare.
- 3.2 Peraltro ciascun operatore incontra rilevanti difficoltà in sede di stima dell'evoluzione della domanda di mercato. Queste difficoltà tendono a essere correlate negativamente con la dimensione dell'operatore e si accrescono all'ampliarsi dell'orizzonte temporale della previsione. Appaiono dunque particolarmente esposti ai rischi di domanda gli investimenti contraddistinti da significativi periodi di ammortamento e di recupero del capitale.
- 3.3 I problemi che emergono in sede di stima della dinamica della domanda dipendono anche dalla bassa propensione dei consumatori a stipulare contratti di approvvigionamento su orizzonti temporali eccessivamente lunghi e per quantità significative. Questa bassa propensione discende a sua volta da una serie di fattori, tra i quali giocano un ruolo primario l'avversione al rischio e gli ostacoli che impediscono alle imprese consumatrici di conoscere con ragionevole certezza il trend dei relativi mercati di riferimento e, conseguentemente, il loro consumo futuro individuale.
- 3.4 La complessità e l'onerosità cui si è fatto cenno nei capoversi precedenti sono accentuate dai vincoli che le infrastrutture di trasporto impongono in sede di trasferimento dell'energia elettrica dai produttori ai consumatori. In assenza di un meccanismo di coordinamento centralizzato che permetta uno sviluppo reciprocamente armonico della capacità di trasporto e della capacità di generazione, gli operatori sono costretti a introdurre un ulteriore elemento di incertezza nella programmazione degli investimenti in capacità di generazione<sup>1</sup>.
- 3.5 Infine, come nel caso dei consumatori di energia elettrica, sembra irragionevole ritenere che i produttori di energia elettrica siano neutrali al rischio. Ciò rende particolarmente rilevante nella definizione delle strategie di investimento il tema della gestione dei rischi, specialmente in un settore, come quello elettrico, in cui il numero e l'entità dei rischi sono significativi.

---

<sup>1</sup> Nelle ore in cui il grado di scarsità delle infrastrutture di trasporto è tale da causare congestioni delle reti, il mercato nazionale viene di fatto segmentato sotto il profilo geografico in zone distinte. Ciascuna di esse rappresenta l'ambito geografico rilevante ai fini della valutazione dell'adeguatezza della capacità di generazione ivi installata. Infatti, nelle ore considerate, il fatto di prendere in considerazione capacità di generazione addizionale disponibile all'esterno di una determinata zona rischierebbe di fornire indicazioni fuorvianti in relazione all'adeguatezza della capacità di generazione nella medesima zona.

#### **4 I principali rischi di mercato connessi agli investimenti in capacità di generazione elettrica**

- 4.1 In una prospettiva di lungo periodo, oltre a focalizzarsi sul trend evolutivo della domanda di energia elettrica e dei mercati delle materie prime, gli operatori devono dedicare un'attenzione specifica al rischio di subire gli effetti negativi connessi all'andamento ciclico degli investimenti complessivi in generazione elettrica. Si osserva infatti che fasi di espansione marcata dei citati investimenti sono seguite da fasi di stasi.
- 4.2 Nel momento in cui, a causa della scarsità di capacità disponibile rispetto al fabbisogno e al margine di riserva, si accentua la frequenza, la durata e l'intensità dei picchi di prezzo sul mercato elettrico, i produttori sono incentivati a implementare i rispettivi programmi di investimento.
- 4.3 Considerato che occorre un certo lasso di tempo prima che divengano effettivamente operativi i nuovi impianti o i ripotenziamenti frutto della reazione ai segnali di sottocapacità forniti dal mercato, la durata della fase contraddistinta da frequenti, durevoli e intensi picchi di prezzo può essere rilevante, rafforzando ulteriormente l'incentivo a realizzare i programmi di investimento. La corsa agli investimenti priva di adeguato coordinamento determina inevitabilmente le condizioni per una disponibilità di capacità superiore a quanto socialmente desiderabile, diminuendo la redditività attesa degli investimenti realizzati.
- 4.4 La probabilità di un fenomeno ciclico come quello appena descritto è elevata in presenza di spiccate asimmetrie informative e in assenza di un adeguato coordinamento degli operatori attraverso, ad esempio, un processo di programmazione centralizzato degli investimenti da parte delle autorità pubbliche.
- 4.5 Dal punto di vista del singolo produttore, l'andamento ciclico sopra descritto rende dunque cruciale l'individuazione del momento più opportuno in cui effettuare l'investimento. Ciò è determinante per evitare quanto più possibile le fasi di sovracapacità, che, contraendo il prezzo dell'energia elettrica e riducendo la frequenza, la durata e l'intensità dei picchi di prezzo, non permettono il recupero dell'investimento e una remunerazione del capitale investito in linea con il costo opportunità del finanziamento.
- 4.6 Una delle principali conseguenze che discendono dall'esistenza di un rilevante rischio di evoluzione ciclica degli investimenti risiede nel fatto che, in fasi di sottocapacità, i produttori realizzano meno investimenti in capacità di generazione di energia elettrica rispetto a quanto socialmente desiderabile, in modo da attenuare la probabilità di subire gli effetti dell'eventuale fase di sovracapacità. Dal punto di vista del benessere sociale, si verifica dunque un equilibrio inefficiente nel lungo periodo.
- 4.7 La realizzazione degli investimenti richiede che i rischi sopra descritti possano essere gestiti in modo efficiente. In caso contrario, aumenta la probabilità che il progetto di investimento in capacità di generazione non sia conveniente sotto il profilo economico-finanziario.



- 4.8 Occorre comunque tenere conto che, se i rischi dovessero superare un certo livello, anche l'applicazione di tecniche di copertura sofisticate ed efficienti potrebbe non bastare a controbilanciare la bassa redditività intrinseca di una parte dei progetti di investimento essenziali per conseguire l'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione.
- 4.9 Lo strumento che tipicamente viene utilizzato per attenuare i rischi connessi alla variabilità di breve termine e ciclica del prezzo dell'energia elettrica è costituito dai contratti a termine *lato sensu*. Tuttavia la diffusione di questi contratti è ostacolata da una serie di fattori, tra i quali possono essere annoverati la scarsa liquidità dei relativi mercati, gli elevati costi di transazione connessi alla loro stipula ed esecuzione e la ridotta propensione degli operatori attivi dal lato della domanda a impegnarsi su orizzonti temporali coerenti con la durata del ciclo di vita degli investimenti in capacità di generazione. Per una trattazione maggiormente approfondita dei fattori che rendono difficoltosa una più ampia adozione dei contratti a termine con orizzonti temporali pluriennali, si rinvia al documento per la consultazione n. 27/08.

*S1: Si ritiene che sia giustificata l'adozione di misure regolatorie in tema di remunerazione della capacità di generazione di energia elettrica?*

*S2: Si considera esaustivo l'elenco di ragioni a supporto della necessità di implementare azioni regolatorie in tema di remunerazione della capacità di generazione di energia elettrica, al fine di conseguire l'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione?*

## **5 L'impatto della regolazione sulla dinamica del prezzo di mercato**

- 5.1 Un ulteriore ostacolo alla scelta di rendere disponibile capacità di generazione elettrica può essere costituito dalla decisione del regolatore di fissare un limite superiore al prezzo di mercato, con l'intento di limitare gli effetti sui consumatori dell'eventuale esercizio della dominanza o della pivotalità.
- 5.2 La fissazione di un tetto al prezzo con finalità di contrasto all'esercizio del potere di mercato costituisce un limite per gli investimenti in capacità di generazione se, a parità di frequenza e durata delle fasi di picco, il limite imposto dal regolatore è inferiore a quanto necessario a rendere remunerativo l'investimento in capacità.
- 5.3 Al fine di garantire la compatibilità degli interventi regolatori sul fronte della dominanza con le misure atte ad agevolare gli operatori che sono propensi a rendere disponibile capacità di generazione elettrica, è opportuno che la regolazione individui il limite superiore al prezzo di mercato nell'ambito di strumenti tali da conseguire il medesimo obiettivo senza incidere direttamente sugli incentivi a offrire capacità aggiuntiva.

- 5.4 Quanto espresso in relazione al prezzo limite fissato per contrastare l'esercizio del potere di mercato è valido, con gli opportuni adattamenti, anche per la definizione del valore unitario dell'energia elettrica non fornita ai carichi distaccati, cioè il *VENF*.
- 5.5 Il *VENF* è il prezzo massimo che può essere registrato sul mercato. Questo prezzo è fissato per via amministrativa, in quanto, a causa delle caratteristiche del sistema elettrico, il mercato non riesce a garantire sempre la formazione del prezzo. Le principali ragioni di ciò sono riconducibili, tra l'altro, alla scarsa immagazzinabilità dell'energia elettrica e al fatto che risulta estremamente complesso e costoso individuare, in ciascun periodo rilevante, i prezzi di riserva oltre i quali ciascun consumatore è disposto a rinunciare al carico<sup>2</sup>.
- 5.6 Il livello del *VENF* risulta uno dei fattori cruciali nella definizione della composizione dell'offerta di capacità di generazione, in considerazione del fatto che incide in modo determinante sulla convenienza a rendere disponibile capacità contraddistinta da tecnologie di generazione marginali.
- 5.7 In tema di *VENF*, occorre altresì evidenziare che al momento della sua fissazione, oltre a tenere conto della necessità di fornire incentivi adeguati all'offerta di capacità di generazione nelle ore di scarsità e di una stima del valore attribuito dalla domanda all'interruzione del carico, sovente si considerano anche le possibili implicazioni in termini di accettabilità politica che discendono dal raggiungimento nel mercato di importi unitari pari al prezzo massimo selezionato. Il *VENF* deve dunque essere sufficientemente elevato da consentire di conseguire il prefissato obiettivo di adeguatezza nel modo più efficiente possibile, ma non deve essere eccessivamente alto da essere politicamente inaccettabile.

*S3: Sui temi del VENT e del contrasto all'esercizio del potere di mercato, si ritiene che la regolazione attualmente vigente sia coerente con un efficiente perseguimento dell'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione?*

*S4: Sui quali altri temi diversi da quelli indicati nel paragrafo precedente si ritiene che la regolazione attualmente vigente sia incoerente con l'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione?*

## **6 Gli obiettivi nella definizione di un meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione elettrica**

- 6.1 Dalle osservazioni contenute nei paragrafi precedenti sembra emergere l'esigenza che il regolatore intervenga per definire un meccanismo di remunerazione della

---

<sup>2</sup> È bene precisare che un prezzo di mercato pari al *VENF* non rappresenta un indicatore infallibile di inadeguatezza della capacità di generazione. Il *VENF* potrebbe essere raggiunto a causa del fatto che l'operatore dominante riduce la capacità offerta per ragioni strategiche.

disponibilità di capacità di generazione, al fine di conseguire l'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione del sistema elettrico.

- 6.2 Ai sensi dell'art. 1, comma 2, lett. b), del D.Lgs. 379/2003, l'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione è stabilito dal Gestore della rete di trasmissione nazionale, che lo fissa in funzione delle previsioni di evoluzione del fabbisogno e della riserva necessaria a garantire predefiniti standard di sicurezza e qualità.
- 6.3 Per individuare il meccanismo di remunerazione che meglio risponde alle necessità del sistema elettrico, è opportuno stabilire innanzitutto le priorità rispetto alle quali valutare il sistema attualmente vigente e le opzioni alternative.
- 6.4 Il pieno perseguimento dell'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione elettrica comporta che si riesca a incentivare l'offerta di capacità proprio nelle ore e nelle zone in cui, in assenza di interventi, si manifesterebbe la maggiore scarsità, cioè quando e dove la domanda risulterebbe essere superiore alla capacità disponibile al netto della riserva di sicurezza. Ciò permetterebbe, tra l'altro, di attenuare, ceteris paribus, la volatilità del prezzo di mercato dell'energia elettrica. Ciò avrebbe ricadute positive anche con riferimento alla dimensione del rischio residuo da socializzare ai sensi della proposta, in merito alle misure regolatorie finalizzate a superare i fallimenti di mercato che caratterizzano i mercati dei derivati sull'energia con scadenze ultradecennali, contenuta nel documento per la consultazione n.27/08.
- 6.5 Ai sensi dell'art. 1, comma 2, del D.Lgs. 379/2003, il sistema di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione deve essere concorrenziale, trasparente, non discriminatorio, non distortivo per il mercato e orientato a minimizzare gli oneri per i consumatori. È inoltre previsto che la remunerazione venga applicata sia alle unità di produzione di nuova realizzazione, sia al mantenimento della capacità esistente in esercizio efficiente.
- 6.6 Il meccanismo dovrebbe consentire al parco di generazione di tendere verso un livello soddisfacente in termini di efficienza di generazione. In materia di efficienza, però, sarebbe auspicabile che si adottasse una prospettiva di lungo periodo, orientando gli investimenti verso un numero e un mix di tecnologie tale da diversificare in modo soddisfacente i rischi sul fronte dell'approvvigionamento delle fonti primarie di energia. Il tema della sicurezza dell'approvvigionamento può infatti essere considerata una delle dimensioni in cui si articola il concetto di adeguatezza della capacità di generazione. Per fornire un soddisfacente supporto a un numero e a un mix di tecnologie adeguati, è opportuno che il meccanismo fornisca una remunerazione stabile su un orizzonte temporale sufficientemente ampio alle tecnologie ritenute necessarie ai fini dell'adeguatezza.
- 6.7 Occorrerebbe evitare o limitare la possibilità che il meccanismo induca un trasferimento di risorse al di fuori del sistema economico nazionale, nei limiti in cui non vi sia certezza di avere la disponibilità delle risorse quando necessario e si intenda evitare un meccanismo di pura assicurazione finanziaria. Inoltre occorre escludere qualsiasi forma di doppio pagamento.
- 6.8 Il meccanismo dovrebbe remunerare tanto la disponibilità di capacità resa dai produttori, quanto la disponibilità dei consumatori ad accettare l'interruzione del

carico, secondo il principio per cui, in equilibrio, l'incremento di capacità dal lato dell'offerta dovrebbe presentare un valore marginale equivalente a una riduzione di capacità dal lato della domanda. Peraltro l'art. 1, comma 2, lett. c), prevede espressamente la possibilità di applicare la remunerazione anche ai consumatori di energia elettrica dotati di caratteristiche tecniche idonee a fornire il servizio di riserva, a condizione che non beneficino di altre agevolazioni.

6.9 Più ancora dell'estensione della remunerazione anche all'interrompibilità volontaria, pare più corretto escludere la capacità interrompibile dal pagamento di corrispettivi per la disponibilità della capacità di generazione per gli importi ulteriori rispetto a quelli attuali<sup>3</sup>. Infatti, come mostrato nel paragrafo 2.4, il valore della disponibilità di capacità di generazione in equilibrio è pari a zero in assenza di scarsità e a *VENF* (al netto del costo variabile marginale) in caso di scarsità, tenendo conto che la frequenza della scarsità è data dall'equazione di cui al paragrafo 2.4. Poiché in caso di scarsità i consumi interrompibili sono i primi ad essere interrotti selettivamente<sup>4</sup>, il valore per loro della disponibilità di capacità di generazione è sempre pari a zero, così come il loro contributo nel determinare la frequenza delle situazioni di scarsità e, quindi, il costo per il sistema. Al tempo stesso, ciò implica che i consumi interrompibili siano esclusi dalla base cui devono essere riconosciuti i corrispettivi che i produttori devono riconoscere al sistema nelle situazioni di scarsità<sup>5</sup>. Pertanto, si potrebbe immaginare di escludere i consumatori che accettano volontariamente l'interruzione del carico dal novero degli utenti in prelievo sui quali allocare l'onere del meccanismo di remunerazione. Ciò consentirebbe altresì di ridurre i costi di transazione.

6.10 Per preservare l'efficacia del meccanismo di remunerazione, occorre che:

- a) siano richieste idonee garanzie agli operatori che beneficino della remunerazione;
- b) siano effettuati controlli circa l'effettiva disponibilità di capacità da parte dei soggetti che beneficino della remunerazione;
- c) si comminino sanzioni nel caso si riscontrino irregolarità, in modo da contrastare condotte opportunistiche.

6.11 A tal proposito, per garantire l'adempimento degli obblighi assunti dagli operatori che beneficino della remunerazione, l'art. 1, comma 2, lett. d), del D.Lgs. 379/2003 stabilisce che la remunerazione sia subordinata al rilascio di apposita garanzia. In aggiunta a ciò, l'art. 4 del medesimo decreto prevede che il Gestore della rete di trasmissione nazionale segnali le violazioni degli obblighi degli operatori all'Autorità, che provvede a irrogare sanzioni comprese tra 25.000 e 50.000 euro/MW di potenza remunerata su base annua. Nei casi di maggiore gravità e di reiterazione delle violazioni, l'Autorità può disporre la sospensione della remunerazione.

---

<sup>3</sup> I corrispettivi di remunerazione dell'interrompibilità del carico già scontano l'applicazione degli attuali livelli di corrispettivo per la disponibilità della capacità produttiva.

<sup>4</sup> A meno di essere necessari per garantire la sicurezza del sistema. In questo caso la loro presenza è ancora più utile per il sistema.

<sup>5</sup> Ovvero, nel caso del meccanismo successivamente proposto, i consumi interrompibili non devono beneficiare dei corrispettivi che i produttori devono riconoscere tutte le volte in cui il prezzo è superiore al livello previsto nel contratto di opzione.

*S5: Si condividono le priorità generali descritte nel paragrafo 6 in relazione alla definizione di un meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità di generazione? In caso di risposta negativa, si prega di motivare e di indicare le integrazioni.*

## **7 Il meccanismo di remunerazione attualmente vigente e le relative criticità**

- 7.1 Lo strumento di remunerazione della disponibilità di capacità che al momento è applicato in Italia in via transitoria è ascrivibile alla categoria del *capacity payment*. Si tratta dunque di un contributo per unità di capacità riconosciuto all'intera capacità resa disponibile, pari alla somma della potenza massima delle unità di produzione ammesse alla remunerazione.
- 7.2 Secondo quanto previsto dall'art. 5, commi 3 e 4, del D.Lgs. 379/2003, le unità di produzione ammesse alla remunerazione sono quelle ubicate sul territorio nazionale che risultano dispacciabili secondo le regole per il dispacciamento fissate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale e che, nel contempo, si rendono disponibili nei cd. giorni critici. Questi ultimi sono indicati preventivamente dal medesimo Gestore (cfr. art. 5, comma 2, del D.Lgs. 379/2003). È invece esclusa dalla remunerazione la capacità relativa agli impianti Cip 6/92 e alle unità di produzione da fonti rinnovabili non programmabili.
- 7.3 All'Autorità è affidato il compito di fissare il corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità nel regime transitorio, ai sensi dell'art. 5, comma 5, del D.Lgs. 379/2003. L'Autorità, che ha assolto il proprio compito mediante l'emanazione della deliberazione 27 marzo 2004, n. 48/04, ha previsto che la remunerazione della disponibilità di capacità di generazione avvenga utilizzando il gettito derivante dall'applicazione di un corrispettivo da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale agli utenti del dispacciamento in prelievo.
- 7.4 Il *capacity payment* attualmente vigente in Italia è riconosciuto a prescindere dall'assunzione di una qualche forma di impegno da parte degli operatori.
- 7.5 Inoltre la remunerazione è connessa alla potenza massima dichiarata dall'utente del dispacciamento nelle ore individuate *ex ante* come critiche dal Gestore della rete di trasmissione nazionale con riferimento all'anno solare rilevante, senza alcuna certezza che le ore indicate dal Gestore siano rappresentative delle ore effettivamente contraddistinte da scarsità.
- 7.6 Peraltro, l'individuazione *ex ante* delle ore critiche, associata all'assenza di impegni di offerta richiesti ai produttori, rende il meccanismo del tutto inefficace rispetto all'obiettivo di contrastare l'esercizio del potere di mercato.
- 7.7 Infine la transitorietà del meccanismo attualmente vigente e l'impossibilità di prevedere con ragionevole sicurezza il vettore di valori della remunerazione su un arco temporale sufficientemente esteso riducono drasticamente l'impatto della

misura regolatoria sulla convenienza a implementare strategie di investimento e, più in generale, sulla decisione di rendere disponibile capacità.

- 7.8 Per quanto evidenziato nei capoversi precedenti, l'Autorità considera opportuno superare il meccanismo di remunerazione in vigore, definendo un nuovo strumento che assicuri migliori performance rispetto agli obiettivi indicati nel paragrafo 6.

*S6: Si ritiene che le criticità evidenziate in merito al meccanismo di remunerazione attualmente vigente siano fondate? In caso di risposta negativa, si prega di motivare e/o integrare.*

*S7: Si condivide l'intenzione dell'Autorità di sostituire il meccanismo di remunerazione in vigore? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

## 8 La proposta regolatoria

- 8.1 Nel prosieguo del documento è illustrata nel dettaglio la proposta dell'Autorità in materia di riforma del meccanismo di remunerazione della capacità di generazione.
- 8.2 È necessario tuttavia sottolineare che, al fine di perseguire in modo efficace ed efficiente l'obiettivo di adeguatezza del parco di generazione nazionale, si ritiene essenziale che la suddetta riforma sia accompagnata da un'accelerazione sul fronte della riduzione delle congestioni nella rete di trasporto.
- 8.3 Infatti, se nel territorio nazionale coesistono aree geografiche contraddistinte da capacità di generazione superiore a quanto ritenuto adeguato e aree con capacità inadeguata, il contenimento dei vincoli di rete che separano le citate aree è in grado di migliorare il grado di adeguatezza complessiva del sistema di generazione.

### *La quantificazione dell'obiettivo di adeguatezza*

- 8.4 Il presupposto di qualsiasi meccanismo finalizzato a migliorare il grado di adeguatezza del parco di generazione nazionale è costituito dall'individuazione della capacità-obiettivo. Con quest'ultimo termine si intende la somma della domanda attesa di energia elettrica e del margine di riserva necessario per rispettare predefiniti standard di sicurezza e qualità.
- 8.5 La fissazione dell'obiettivo di capacità di generazione dovrebbe assumere la forma di un vettore di valori tale da coprire un orizzonte temporale pluriennale. Si ritiene che ciò sia fondamentale, tra l'altro, per fornire agli operatori una prospettiva di lungo periodo coerente con i relativi piani di investimento finalizzati a rendere disponibile capacità<sup>6</sup>. Coerentemente con questo principio, l'orizzonte temporale coperto dal vettore di valori dovrebbe riuscire a fornire una prospettiva

---

<sup>6</sup> Cfr. anche il paragrafo 8.34 in relazione alla coerenza tra l'orizzonte temporale coperto dal vettore di valori rappresentativi dell'obiettivo di adeguatezza e le scadenze degli strumenti incentivanti adottati per il perseguimento dello stesso.

ultradecennale nel caso in cui la strategia di diversificazione del mix tecnologico del parco generativo nazionale richiedesse investimenti contraddistinti da elevati costi fissi e rilevanti periodi di ammortamento e di recupero del capitale.

- 8.6 Si ritiene che il soggetto più adatto alla stima della capacità-obiettivo sia il Gestore della rete di trasmissione nazionale, oggi Terna, (di seguito: il Gestore), in quanto in possesso di una visione integrata e unitaria dei dati e delle informazioni in tema di carico, di disponibilità della capacità di generazione e di vincoli della rete di trasporto.
- 8.7 Inoltre, l'obiettivo di capacità di generazione dovrebbe, se possibile, essere funzione del costo marginale (della disponibilità) che caratterizza la capacità obiettivo. In particolare, la capacità obiettivo dovrebbe essere quella che massimizza il benessere dei consumatori e, quindi, sconta la variazione del costo sostenuto dal Gestore, per conto dell'insieme dei consumatori, sull'insieme dell'obiettivo di capacità derivante dall'aumento al margine dell'obiettivo medesimo.
- 8.8 Il Gestore dovrebbe quindi definire l'obiettivo di capacità a un livello pari a quello che massimizza la seguente funzione<sup>7</sup>:

$$[VENF - CVmg] * PPC(K) * K + \int_{PPC}^1 D(t) * [VENF - Pmkt(t)] * dt - Bid(K) * K$$

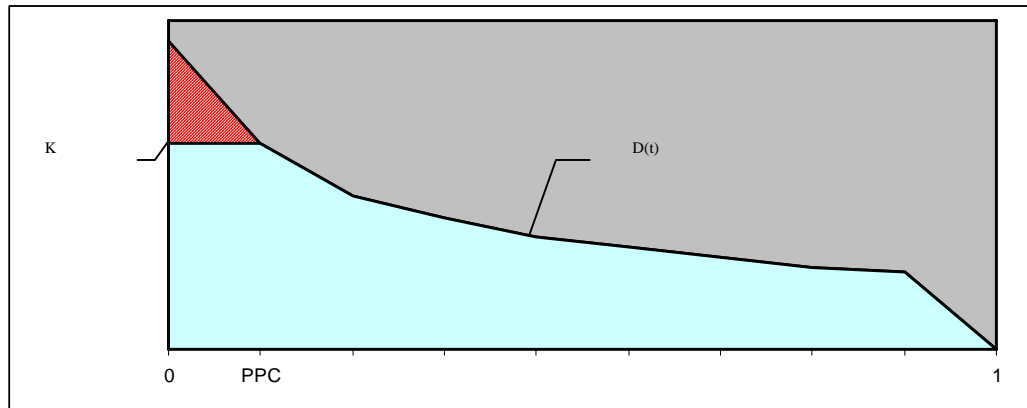
dove:

- *VENF* è il valore unitario dell'energia elettrica non fornita ai carichi distaccati<sup>8</sup>;
- *CVmg* è il costo variabile dell'impianto marginale, valore che è il medesimo in tutte le ore in cui si verifichi scarsità; si assume che tale valore sia riconosciuto alla produzione corrispondente alla capacità che il Gestore contrattualizza e a cui riconosce *Bid*;
- *PPC* è la probabilità che il sistema elettrico non sia in grado di soddisfare la domanda di energia elettrica nel lungo periodo (ovvero il valore atteso della percentuale di ore sull'intero periodo considerato in cui vi sarà scarsità); tale valore è quindi funzione decrescente del livello della capacità di generazione che sarà disponibile;
- *K* è il livello dell'obiettivo di capacità;
- *D(.)* è la funzione che rappresenta la curva di durata decrescente della domanda nel periodo considerato (cfr. *infra* grafico);
- *Pmkt(.)* è il prezzo di mercato all'ingrosso che si realizza in ciascun momento (ora) del periodo considerato;

<sup>7</sup> Si noti che non si è considerata l'utilità dei consumatori nelle ore di scarsità (al netto della contrattualizzazione della capacità obiettivo da parte del Gestore); infatti in tali ore il prezzo di mercato dovrebbe eguagliare *VENF*.

<sup>8</sup> Si noti che, per ragioni espositive, il *VENF* della funzione riportata al punto 8.8, a differenza della definizione contenuta nel punto 2.4, è al lordo del costo marginale.

- *Bid* è il prezzo richiesto dagli operatori per rendere disponibile un'unità addizionale di capacità di generazione elettrica; verosimilmente il valore assunto da tale costo è funzione crescente del livello della capacità di generazione che sarà disponibile; Si noti che se l'offerta della disponibilità di capacità è concorrenziale, *Bid* è pari al *CCM* di cui all'equazione del paragrafo 2.4.



8.9 Il livello obiettivo di capacità dovrebbe dunque soddisfare la seguente equazione:

$$(VENF - CVmg) * PPC - Bid - \frac{\delta Bid}{\delta K} * K = 0$$

Come si vede<sup>9</sup>, assumendo  $Bid = CCM$ , questa equazione differisce rispetto a quella di cui al paragrafo 2.4 per il terzo addendo del primo termine. Tale addendo riflette il ruolo monopsonistico del Gestore, che rappresenta l'insieme dei consumatori. Ovviamente tale addendo è nullo se il costo incrementale di rendere disponibile capacità di generazione non dipende dal livello dell'obiettivo.

<sup>9</sup> Si è assunto che, al margine, la differenza tra  $CVmg$  e  $Pmkt$  sia trascurabile. Diversamente, il valore obiettivo sarebbe, *ceteris paribus*, minore per tenere conto del fatto che, quando la domanda è pari a  $K$ , in caso di scarsità l'insieme dei consumatori ha un'utilità pari a  $K*(VENF-CVmg)$  e in assenza di scarsità pari a  $K*(VENF-Pmkt)$ . Del resto, questo effetto è nullo se si assume che "la scarsità" si manifesti tutte le volte che  $Pmkt > CVmg$  e che, quindi, il prezzo pagato dai consumatori sulla capacità contrattualizzata non sia mai superiore a  $CVmg$ .



*S8: Il Gestore è il soggetto più adatto a definire la capacità-obiettivo, sulla quale fondare il meccanismo di remunerazione della capacità di generazione? In caso di risposta negativa, si prega di motivare la risposta e di indicare una o più alternative.*

*S9: Qual è l'orizzonte temporale che dovrebbe ragionevolmente essere coperto in fase di definizione dell'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione, al fine di porre gli operatori nelle condizioni di effettuare le opportune valutazioni in tema di investimenti o di interrompibilità del carico? Si considera ammissibile che il suddetto orizzonte possa essere ultradecennale?*

#### *L'allocazione dell'obiettivo di adeguatezza*

- 8.10 Secondo il principio del chi beneficia di un bene o servizio paga per lo stesso, i soggetti che sostengono in ultima istanza l'onere per il conseguimento dell'obiettivo di adeguatezza sono i consumatori di energia elettrica. Ciò implica l'attribuzione dell'obbligo di adeguatezza in capo alla citata categoria di soggetti.
- 8.11 Al fine di limitare i costi di transazione connessi all'assolvimento dell'obbligo di adeguatezza, sarebbe opportuno assegnare la gestione del perseguimento dell'obbligo in capo a un numero di soggetti inferiore rispetto alla totalità dei consumatori.
- 8.12 In linea teorica, la gestione del perseguimento dell'obiettivo potrebbe essere effettuata alternativamente da:
- a) il Gestore;
  - b) i distributori;
  - c) i venditori.
- 8.13 La soluzione più efficiente ed efficace potrebbe essere individuata nella centralizzazione della gestione in capo al Gestore. In questo modo, infatti, si riuscirebbe a ottenere il massimo beneficio in termini di riduzione dei costi di transazione e si scongiurerebbero i maggiori costi che potrebbero emergere nel caso in cui la gestione fosse assegnata agli operatori attivi in segmenti della filiera aperti alla concorrenza (es. venditori). Peraltro la soluzione della gestione centralizzata in capo al Gestore permetterebbe di trarre i benefici dell'integrazione informativa di cui gode il Gestore in materia di evoluzione del fabbisogno di energia elettrica, della capacità disponibile e dei vincoli nella fase di trasporto.
- 8.14 I maggiori rischi e costi di transazione che si avrebbero se la gestione dell'obbligo fosse affidata ai venditori, sono associati al fatto che, quanto più è necessario e/o opportuno<sup>10</sup> che l'obiettivo di capacità sia soddisfatto prospetticamente, tanto più questi soggetti sono esposti al rischio che la domanda che serviranno in futuro (e rispetto alla quale devono approvvigionarsi di capacità di generazione) si discosti rispetto a quella attesa. Ciò li sottopone sia a costi di transazione per riaggiustare costantemente la loro posizione, sia a elevati rischi che

---

<sup>10</sup> Anche soltanto per contenere i costi per acquisire l'impegno della capacità di generazione a rendersi disponibile.

la capacità sia diversa da quella necessaria, a causa dei problemi di coordinamento e dei maggiori errori statistici che derivano da una previsione disgiunta dell'obiettivo.

*S10: Appare condivisibile la proposta di allocare l'obiettivo di adeguatezza direttamente in capo al Gestore? In caso di risposta negativa, si prega di motivare la risposta e di indicare una o più alternative.*

*S11: Si ritiene possa presentarsi un rischio che il Gestore sovrastimi l'evoluzione della domanda, al fine di conseguire più agevolmente l'obiettivo di adeguatezza? In caso affermativo, sarebbe opportuno prevedere specifici meccanismi per limitare tale rischio e quali?*

#### *Lo strumento incentivante*

- 8.15 Nel perseguire l'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione elettrica, il Gestore potrebbe ottenere la disponibilità di capacità stipulando contratti a termine con i produttori per una quantità massima corrispondente all'obiettivo (al netto dei consumi interrompibili<sup>11</sup>).
- 8.16 Per incentivare le controparti contrattuali del Gestore ad aumentare la disponibilità della capacità di generazione in funzione del grado di scarsità della stessa, sarebbe opportuno che i contratti assumessero le caratteristiche tipiche dei contratti di opzione. I contratti potrebbero quindi essere strutturati in modo tale che, in cambio di un premio, il produttore (o il consumatore interrompibile) si impegni a pagare al Gestore l'eventuale differenza positiva tra il prezzo di riferimento e il prezzo a termine stabilito nel contratto.
- 8.17 Il prezzo di riferimento del contratto di opzione potrebbe essere diverso a seconda della finalità del contratto medesimo. Se quest'ultimo fosse volto a rendere disponibile capacità per soddisfare la domanda di energia elettrica, il prezzo di riferimento potrebbe essere rappresentato dal prezzo del Mercato del giorno prima relativo alla zona in cui è localizzata l'unità di produzione della controparte contrattuale del Gestore. Se la finalità del contratto fosse invece quella di procurare capacità di riserva per garantire la sicurezza del sistema elettrico, il prezzo di riferimento potrebbe essere espressione del Mercato dei servizi di dispacciamento.
- 8.18 Tuttavia, da una parte, l'adeguatezza del sistema è assicurata soltanto se la capacità disponibile è sufficiente a soddisfare la domanda con un adeguato margine di riserva, così da poter assicurare una gestione in sicurezza del sistema stesso. D'altra parte non è efficiente, posto che sia possibile, distinguere *ex ante* se una risorsa debba essere dedicata al soddisfacimento della domanda o al soddisfacimento del fabbisogno di riserva.
- 8.19 Pertanto, verosimilmente, il contratto di opzione dovrebbe prevedere comunque l'impegno a pagare al Gestore l'eventuale differenza positiva tra il prezzo del

---

<sup>11</sup> Dovrebbero essere esclusi anche i consumi interrompibili solo in tempo reale, in quanto fondamentali per la sicurezza del sistema. Questi consumi non sarebbero responsabili dell'obiettivo di capacità, poiché necessari per trasformare riserva lenta in riserva più rapida. Essi dovrebbero pertanto contribuire a ridurre il fabbisogno di riserva.

Mercato del giorno prima relativo alla zona in cui è localizzata l'unità di produzione e il prezzo a termine stabilito nel contratto. Inoltre, il contratto di opzione dovrebbe includere l'obbligo a offrire tutta la capacità contrattualizzata non programmata nei mercati dell'energia<sup>12</sup> e non utilizzata per altri servizi di dispacciamento a un prezzo non superiore al prezzo a termine stabilito nel contratto, al fine di soddisfare il fabbisogno di riserva attiva (terziaria). Qualora l'operatore non rendesse disponibile detta capacità, dovrebbe pagare al Gestore l'eventuale differenza positiva tra il prezzo dell'ultima offerta accettata nella zona per l'approvvigionamento della riserva attiva (terziaria) e il prezzo a termine stabilito nel contratto.

- 8.20 Il premio dell'opzione dovrebbe costituire la variabile su cui porre in competizione gli operatori rispetto all'opportunità di diventare controparte del Gestore. L'adozione di una procedura competitiva per l'individuazione del premio del singolo contratto di opzione permetterebbe di minimizzare gli oneri che l'implementazione di un meccanismo di remunerazione della capacità di generazione determina sul Gestore e, indirettamente, sull'insieme dei consumatori.
- 8.21 A seguito della sottoscrizione del contratto, il produttore sarebbe incentivato a rendere disponibile la propria capacità proprio nelle ore di scarsità. Ciò accadrebbe per il fatto che, essendo tali ore contraddistinte da prezzo elevato, aumenterebbe la perdita cui il produttore potrebbe andare incontro se, in mancanza di capacità propria, non potesse controbilanciare l'eventuale trasferimento a favore del Gestore con la vendita sul mercato a pronti dell'energia elettrica prodotta.
- 8.22 Essendo le opzioni un tipo di contratto a termine, sarebbe necessario definire le modalità di interazione tra i contratti di opzione per l'adeguatezza della capacità di generazione e i contratti bilaterali correntemente stipulati nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica, che attualmente costituiscono la principale forma di contrattazione a termine presente nel mercato elettrico.
- 8.23 Una possibile soluzione potrebbe consistere nel sottrarre (parzialmente<sup>13</sup>) dall'obbligo i volumi dei contratti bilaterali che determinano effettivamente un impegno vincolante a rendere disponibile capacità di generazione. In questo modo si attenuerebbe l'impatto del meccanismo sulla contrattazione volontaria nel mercato, ma si introdurrebbe un grado ulteriore di complessità e di incertezza nella gestione del perseguimento dell'obiettivo di adeguatezza da parte del Gestore. Infatti, il raggiungimento dell'obiettivo complessivo di adeguatezza dipenderebbe anche da contratti (i contratti bilaterali), che, non includendo il Gestore tra le parti contrattuali, sarebbero difficilmente orientabili dallo stesso sotto il profilo del contenuto e dell'esecuzione.
- 8.24 Potrebbe essere dunque preferibile la soluzione di non escludere dall'obbligo i contratti bilaterali. Ciò indurrebbe gli operatori a spostare la propria offerta di energia elettrica dal mercato a termine a quello a pronti, in quanto consentirebbe loro di ridurre l'esposizione al rischio che il prezzo dei contratti di vendita di energia elettrica possa essere diverso dal prezzo di riferimento dei contratti di opzione sottoscritti con il Gestore. Conseguentemente, si potrebbe registrare una tendenza

---

<sup>12</sup> In genere tale impegno dovrebbe valere su tutta la capacità movimentabile in MSD per il fabbisogno di riserva attiva.

<sup>13</sup> Permetterebbe infatti l'obbligo di contribuire al costo sostenuto per l'adeguatezza sulla quota di capacità necessaria al soddisfacimento del fabbisogno di riserva.

alla centralizzazione della negoziazione a termine attorno al Gestore e all'ampliamento della quota a pronti dei contratti che non includono il Gestore tra le parti contrattuali.

- 8.25 Detta problematica potrebbe comunque essere superata con l'inserimento nei contratti bilaterali a termine di clausole esplicite tali, ad esempio, da obbligare gli acquirenti a riconoscere al produttore gli importi che lo stesso è tenuto a versare al Gestore; ciò nell'ipotesi ragionevole che i prezzi del contratto bilaterale scontino questo effetto, ovvero riflettano prezzi di mercato spot attesi limitati superiormente dal valore del prezzo a termine stabilito nel contratto di opzione. Tali clausole potrebbero essere previste come standard nei contratti di copertura di lungo periodo e di cui al documento per la consultazione n.27/08.

*S12: Si condivide la proposta di prevedere che il Gestore stipuli contratti di opzione per perseguire l'obiettivo di adeguatezza? In caso di risposta negativa, si prega di motivare la risposta e di indicare una o più alternative.*

*S13: Il prezzo di riferimento adottato nei contratti di opzione stipulati dal Gestore dovrebbe essere differenziato secondo quanto indicato al paragrafo 8.17? In caso di risposta negativa, si prega di motivare la risposta e di indicare una o più alternative.*

*S14: Si aderisce all'ipotesi di svolgere una procedura competitiva incentrata sulla variabile "premio del contratto di opzione", al fine di individuare le controparti del Gestore? In caso di risposta negativa, si prega di motivare la risposta e di indicare una o più alternative.*

*S15: Si ritiene opportuno estendere la platea delle potenziali controparti del Gestore ai consumatori interrompibili? In caso di risposta negativa o condizionata, si prega di motivare la risposta.*

*S16: Si condivide la proposta di non sottrarre dall'obiettivo definito nell'ambito del meccanismo regolatorio per il perseguimento dell'adeguatezza i volumi dei contratti bilaterali che determinano un impegno vincolante a rendere disponibile capacità? In caso di risposta negativa, si prega di motivare la risposta.*

#### *La dimensione tecnologica dell'adeguatezza della capacità di generazione*

- 8.26 Nel definire i dettagli della procedura competitiva per la selezione della controparte di ciascuno dei contratti di opzione, il Gestore potrebbe orientare l'evoluzione del parco di generazione elettrica verso un mix tecnologico adeguato sotto il profilo della diversificazione del rischio di approvvigionamento delle fonti primarie di energia. Ciò, a fronte di una limitazione dei gradi di libertà degli operatori, consentirebbe di porre in evidenza la dimensione della sicurezza negli approvvigionamenti delle fonti primarie di energia all'interno dell'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione.
- 8.27 L'interpretazione estensiva del concetto di adeguatezza, in modo da includere al suo interno significati che possono accentuare la profondità della visione prospettica, permette di far emergere le affinità di obiettivi e l'effetto sinergico tra il

meccanismo regolatorio basato sui contratti di opzione e le altre misure che possono essere implementate per ridurre i costi di transazione relativi alla negoziazione ed esecuzione di contratti di copertura di lungo periodo, alcune delle quali già illustrate nel documento per la consultazione n. 27/08.

8.28 In tema di guida dell'evoluzione del mix tecnologico del parco di generazione, i riferimenti principali per il Gestore sono costituiti dalla legislazione e dagli indirizzi governativi in tema di politica energetica. Nel caso in cui i vincoli legislativi e governativi non fossero sufficientemente stringenti da indicare in modo inequivocabile il mix tecnologico ritenuto adeguato, occorre evidenziare che, attraverso il disegno della procedura competitiva per l'allocazione dei contratti di opzione, il Gestore sarebbe comunque nelle condizioni di influenzare significativamente l'evoluzione della composizione tecnologica del parco di generazione. È infatti ragionevole immaginare che, una volta svolta la procedura competitiva, le controparti del Gestore si orientino verso le soluzioni tecnologiche che consentono loro di rispettare gli obblighi contrattuali al minor costo.

8.29 Sarebbe dunque opportuno che, nel rispetto dei vincoli normativi e degli indirizzi governativi, il Gestore:

- a) elaborasse il percorso che intende seguire per perseguire l'obiettivo di adeguatezza, tenendo nella debita considerazione anche la dimensione tecnologica;
- b) rendesse pubblico il citato percorso.

8.30 Il Gestore potrebbe guidare l'evoluzione della composizione tecnologica del parco di generazione combinando opportunamente le scelte sulle seguenti variabili:

- a) il prezzo a termine;
- b) l'anticipo della stipula del contratto rispetto alla data di decorrenza del periodo di consegna;
- c) la durata del periodo di consegna;
- d) i fattori di flessibilità circa la distribuzione nel tempo della capacità oggetto del contratto.

Alle variabili sopra menzionate sono dedicate le prossime sezioni.

*S17: Si ritiene che il Gestore debba orientare l'evoluzione del mix tecnologico del parco di produzione? In caso di risposta negativa:*

- a) segnalare soluzioni alternative volte a guidare in modo meno invasivo il mercato verso un equilibrio che tenga nel debito conto il tema della diversificazione delle fonti primarie di energia;*
- b) indicare come neutralizzare l'impatto sul citato mix che deriva dal disegno della procedura competitiva.*

*S18: L'elenco di variabili di cui al punto 8.30 offre una rappresentazione esaustiva dei principali fattori su cui concentrare l'attenzione in sede di disegno della procedura competitiva per la selezione dei sottoscrittori dei contratti di opzione?*

*Il prezzo a termine*

- 8.31 Il prezzo a termine del contratto di opzione dovrebbe essere stabilito principalmente in funzione dei costi variabili delle tecnologie di generazione che si intendono supportare. *Ceteris paribus*, quanto maggiore è il prezzo a termine, tanto più si creano le condizioni per agevolare lo sviluppo di capacità di generazione di punta, contraddistinta da elevati costi variabili.
- 8.32 Il prezzo a termine può essere fisso o indicizzato. Nell'ipotesi che si scelga di indicizzare il prezzo a termine, sono molteplici le formule che si possono applicare per l'aggiornamento. Nella selezione della formula occorrerebbe tenere conto che, a parità di altre condizioni, quanto più la dinamica del prezzo a termine risulta aderente all'evoluzione dei costi variabili, tanto minore è il rischio di mercato in capo alla controparte contrattuale del Gestore.

*S19: Sarebbe preferibile che il prezzo a termine fosse fisso o indicizzato? Si prega di motivare la risposta.*

*S20: Quale dovrebbe essere la scadenza massima del periodo di consegna del contratto di opzione, per fare in modo che le controparti del Gestore possano accettare la costanza del prezzo a termine?*

*L'anticipo della stipula del contratto rispetto alla data di decorrenza del periodo di consegna e la durata del periodo di consegna*

- 8.33 Si ritiene fondamentale che la stipula del contratto di opzione abbia luogo in netto anticipo rispetto all'inizio del periodo di consegna. Ciò infatti permetterebbe alle controparti del Gestore di avere il tempo necessario a realizzare gli interventi per rendere disponibile un ammontare di capacità di generazione pari a quella riportata sul contratto. In questo contesto occorre tenere presente che, quanto più si estende l'arco temporale intercorrente tra la stipula del contratto di opzione e la decorrenza del periodo di consegna, tanto più si agevolano gli investimenti in tecnologie di generazione elettrica contraddistinte da lunghi tempi di costruzione e di entrata in esercizio e tanto più aumenta la contendibilità del mercato.
- 8.34 Per quanto attiene al periodo di consegna dei contratti di opzione, sarebbe necessario che la scadenza non fosse successiva al termine del periodo per il quale sono stati fissati i valori dell'obiettivo di adeguatezza. In caso contrario, la credibilità del meccanismo e la sua efficacia potrebbero risultare compromesse dal mancato riconoscimento di un chiaro primato dell'obiettivo di adeguatezza sullo strumento dei contratti di opzione.
- 8.35 Inoltre, un'estensione del periodo di consegna renderebbe più competitivi i progetti di investimento caratterizzati da rilevanti periodi di ammortamento e di recupero del capitale investito.
- 8.36 Questi progetti, tra i quali possono essere annoverati quelli che prevedono la generazione di energia elettrica da fonte nucleare o da carbone con tecnologie

avanzate di recupero dei gas serra, presentano rischi elevati, che sono in grado di rendere particolarmente complessa e onerosa l'operazione di finanziamento.

8.37 Mediante la sottoscrizione dei contratti di opzione, le richiamate criticità finanziarie tenderebbero ad attenuarsi. La controparte del Gestore avrebbe infatti la possibilità di ottenere, almeno parzialmente e sotto forma di premio, le risorse per rendere disponibile la capacità. La conseguenza di ciò sarebbe la riduzione sia delle risorse finanziarie da reperire sul mercato finanziario o attraverso gli intermediari finanziari, sia l'onere da sostenere per la disponibilità di tali risorse.

8.38 Il periodo di consegna potrebbe includere tutte le ore comprese dalla data di inizio all'ultima data del medesimo periodo (contratto *baseload*) oppure una selezione di ore. Quest'ultima potrebbe essere organizzata in modo da comprendere:

- a) le ore di picco (contratti *peak*);
- b) le ore fuori picco (contratti *off peak*);
- c) alcune ore dei giorni festivi (contratti *festivi*).

Dal periodo di consegna sarebbero comunque escluse le ore appartenenti a periodi di tempo adeguatamente lunghi da consentire la manutenzione degli impianti. Questi periodi di tempo, stabilita la durata massima annuale degli stessi, dovrebbero essere definiti con il Gestore su base annuale ed eventualmente rivisti durante l'anno. Il meccanismo del *capacity payment* dovrebbe quindi integrarsi con quello di determinazione delle manutenzioni programmate da parte del Gestore.

*S21: Rispetto ai tipi di contratti indicati al punto 8.38, occorrerebbe apportare delle integrazioni o delle semplificazioni? Si prega di indicarle in caso di risposta positiva.*

#### *Gli elementi di flessibilità nel contratto di opzione*

8.39 La struttura dei contratti di opzione sinora considerata potrebbe essere arricchita di alcune clausole di flessibilità a favore del Gestore. Ad esempio, quest'ultimo, a causa di una variazione degli scenari, potrebbe avere interesse a richiedere alla controparte, durante l'esecuzione del contratto e previo congruo preavviso, una modifica del profilo di disponibilità della capacità oggetto del contratto.

8.40 Le clausole di flessibilità potrebbero essere particolarmente importanti in tutte quelle situazioni in cui il Gestore ha necessità di modificare gli impegni contrattuali a fronte di un aggiornamento dei valori rappresentativi dell'obiettivo di adeguatezza.

8.41 Gli elementi di flessibilità sarebbero valorizzati direttamente in sede di quantificazione del premio richiesto al Gestore.

#### *Gli impegni contrattuali della controparte del Gestore*

8.42 A fronte del pagamento del premio da parte del Gestore, la controparte contrattuale si impegnerebbe a pagare il prodotto tra:

- a) la differenza, se positiva, tra il prezzo di riferimento e il prezzo a termine, in relazione alle ore che costituiscono il periodo di consegna stabilito nel contratto;
  - b) la quantità di capacità concordata.
- 8.43 Con riferimento all'impegno di disponibilità nei mercati spot dell'energia (MGP), il valore di cui alla lettera a) del punto 8.42 sarebbe pari alla differenza tra il prezzo registrato nella zona per cui è stato assunto l'impegno (quindi, verosimilmente, in cui è ubicata l'unità di produzione della controparte contrattuale del Gestore) e il prezzo a termine stabilito nel contratto.
- 8.44 Con riferimento invece all'impegno di disponibilità per la riserva attiva (quindi in MSD), il valore di cui alla lettera a) del punto 8.42 sarebbe pari alla differenza tra il prezzo dell'ultima offerta a salire accettata dal Gestore nel Mercato dei servizi di dispacciamento per la riserva (terziaria) attiva e il prezzo a termine nel contratto. La suddetta differenza sarebbe applicata alla capacità contrattualizzata e non programmata nei mercati dell'energia, né utilizzata per altri servizi di dispacciamento e non offerta a un prezzo non superiore al prezzo a termine stabilito nel contratto.
- 8.45 La sottoscrizione di un contratto di opzione, pertanto, indurrebbe la controparte del Gestore a compiere tutte le azioni necessarie a rendere fisicamente disponibile la capacità indicata nel contratto in MGP e in MSD nelle ore rispetto alle quali ha assunto l'impegno. D'altra parte, limitare il numero di ore in cui l'impegno trova applicazione riduce il rischio del produttore, aumentando la probabilità di poter assolvere "fisicamente" all'impegno assunto.
- 8.46 L'importo di cui al punto 8.42 verrebbe percepito dal Gestore, che lo utilizzerebbe per abbattere i corrispettivi di dispacciamento e, in particolare, quelli a copertura dei costi connessi a rendere disponibile un livello di capacità ritenuta adeguata.
- 8.47 Per rendere improbabile che la controparte del Gestore assuma a puro scopo speculativo gli impegni connessi alla sottoscrizione del contratto di opzione, sarebbe necessario che si associassero obblighi ulteriori rispetto all'obbligo di cui al punto 8.42 e si definisse un efficace sistema di garanzie contro il rischio di inadempimento.
- 8.48 Al sistema delle garanzie è dedicata la sezione successiva. Quanto agli obblighi ulteriori, essi potrebbero consistere nel rispetto di un dettagliato cronoprogramma, che potrebbe prevedere scadenze e standard specifici in tema di:
- a) atti amministrativi per la costruzione e l'esercizio della capacità oggetto del contratto di opzione (es. la controparte dovrebbe essere in possesso delle autorizzazioni entro un certo numero di settimane/mesi dall'aggiudicazione del contratto);
  - b) progettazione e costruzione della suddetta capacità (es. la controparte dovrebbe presentare le progettazioni preliminare, definitiva ed esecutiva, corredate delle necessarie approvazioni, entro un certo numero di settimane/mesi dall'aggiudicazione del contratto);
  - c) connessione alla rete (es. la capacità dovrebbe essere connessa entro un certo numero di settimane/mesi prima dell'inizio del periodo di consegna);



- d) stato di efficienza (es. la controparte dovrebbe dimostrare con una certa frequenza il rispetto della normativa vigente e di eventuali standard tecnici stabiliti *ad hoc* in relazione ai programmi di manutenzione, ai contratti di manutenzione, al presidio della capacità da parte di personale qualificato, alla copertura del fabbisogno di combustibile, ai tempi di avviamento, ai vincoli di gradiente, al numero minimo di ore di funzionamento etc.).

Come già detto, per quanto attiene in particolare alla manutenzione, si potrebbe stabilire che la controparte del Gestore venga esonerata dall'obbligo di rendere disponibile la capacità oggetto del contratto in determinati periodi, i quali non dovrebbero superare singolarmente e cumulativamente prestabiliti limiti annui.

*S22: Si ritiene che gli obblighi contrattuali indicati nei punti da 8.42 a 8.49 siano adeguati e proporzionali rispetto alle finalità del meccanismo? In caso di risposta negativa, si prega di specificare le proposte di modifica.*

#### *Le garanzie contro il rischio di inadempimento*

- 8.49 L'inadempimento delle controparti del Gestore potrebbe consistere tipicamente:
- a) nel ritardo nel pagamento dell'importo di cui al punto 8.42;
  - b) nel mancato pagamento o nel pagamento parziale del medesimo importo;
  - c) nel mancato rispetto delle scadenze e degli standard indicati nel cronoprogramma di cui al punto 8.48.
- 8.50 Al fine di gestire il rischio di inadempimento, si ritiene opportuno definire un articolato sistema di garanzie, di cui le penali previste dal D.Lgs. 379/2003 costituiscono soltanto una componente.
- 8.51 Il sistema di garanzie potrebbe essere gestito in modo centralizzato, in modo tale da riuscire a sfruttare le efficienze connesse, tra l'altro, allo sfruttamento di rendimenti crescenti delle risorse, alla riduzione dei costi di transazione e ad una migliore diversificazione potenziale del rischio.
- 8.52 La gestione centralizzata del sistema di garanzie potrebbe essere affidata allo stesso Gestore, che, da un lato, detiene adeguate competenze tecniche in materia di energia elettrica, dall'altro lato esprime una posizione terza rispetto agli operatori attivi nel settore elettrico.
- 8.53 Il sistema di garanzie potrebbe essere basato sui seguenti elementi:
- a) requisiti per la partecipazione alla procedura competitiva per l'aggiudicazione dei contratti;
  - b) rateizzazione del pagamento del premio;
  - c) struttura a cascata dei contratti di opzione;
  - d) margini di garanzia;
  - e) fondo di garanzia;

- f) penali.
- 8.54 La partecipazione alla procedura competitiva potrebbe essere subordinata al rispetto di un requisito di patrimonializzazione. Tale requisito potrebbe essere articolato in funzione dell'esposizione del partecipante in termini di capacità, nell'ipotesi di aggiudicazione della procedura medesima. Nel calcolo della posizione corta occorrerebbe tenere conto, evidentemente, anche degli impegni di capacità assunti in esito a precedenti procedure competitive.
- 8.55 A seguito dell'esecuzione della procedura competitiva e della stipula del contratto di opzione, si potrebbe prevedere che il pagamento del premio da parte del Gestore sia rateizzato secondo un piano a quote decrescenti fino al termine del periodo di consegna. Gli interessi a fronte della suddetta rateizzazione potrebbero essere calcolati applicando il tasso di riferimento della Banca centrale europea per le operazioni di rifinanziamento principali.
- 8.56 Il pagamento delle rate del premio potrebbe essere condizionato:
- a) nel caso dei produttori nuovi entranti, al raggiungimento di predefiniti stati di avanzamento nella realizzazione della capacità nel periodo tra la stipula del contratto e l'inizio del periodo di consegna;
  - b) in tutti i casi diversi da quello di cui al punto a), al rispetto di un vettore predefinito di valori nel rapporto tra la capacità efficiente di produzione e la capacità oggetto del contratto.
- 8.57 Se i contratti di opzione sottoscritti dal Gestore della rete presentassero inoltre un sufficiente grado di standardizzazione, la suddivisione a cascata di ciascuno di essi, che consiste nella trasformazione in contratti con periodi di consegna inferiori, consentirebbe nel contempo di:
- a) alimentare i mercati relativi a prodotti analoghi con scadenze inferiori (es. l'MTE gestito da GME SpA);
  - b) di aumentare il grado di liquidità del contratto soggetto a suddivisione.
- 8.58 Per quanto riguarda i margini di garanzia, il fondo di garanzia e per ulteriori aspetti legati alla struttura a cascata dei contratti, si rinvia a quanto espresso nel documento per la consultazione n. 27/08<sup>14</sup>. Per le penali, invece, è lo stesso D.Lgs. 379/2003 a dettare la normativa.
- 8.59 In caso di inadempimento, si potrebbe procedere, in primo luogo, a l'interruzione del pagamento delle rate residue del premio.
- 8.60 In secondo luogo, nell'ipotesi di inadempimento temporaneo nel corso del periodo di consegna:
- a) il soggetto inadempiente potrebbe essere obbligato a pagare le penali previste dal D.Lgs. 379/2003;
  - b) si potrebbero utilizzare i margini versati dal soggetto inadempiente per far fronte alle obbligazioni connesse alla posizione del medesimo soggetto.

---

<sup>14</sup> Cfr. in particolare i punti da 4.13 a 4.23 e da 6.6 a 6.19.

L'inadempimento temporaneo potrebbe essere considerato definitivo nell'ipotesi di inadempimento di durata cumulata superiore a sei mesi.

8.61 Infine, nel caso di inadempimento definitivo, si potrebbe prevedere una soluzione integrata composta da:

- a) l'imposizione in capo al soggetto inadempiente dell'obbligo di restituire le rate del premio già percepite, dopo averle capitalizzate applicando, in regime di capitalizzazione composta, la curva del tasso di riferimento della Banca centrale europea per le operazioni di rifinanziamento principali maggiorato di 800 punti base.
- b) il trasferimento della posizione del soggetto inadempiente in capo al Gestore.
- c) per far fronte alle obbligazioni connesse alla posizione trasferita, l'utilizzo, nell'ordine, del residuo dei margini versati dal soggetto inadempiente, della quota resa disponibile dallo stesso per la costituzione del fondo di garanzia e della parte residua del fondo di garanzia.

*S23: Si condivide la proposta di gestire in modo centralizzato il sistema di garanzie contro il rischio di inadempimento e di affidare la gestione di tale sistema al Gestore? In caso di risposta negativa, si prega di motivare la risposta e di indicare una o più alternative.*

*S24: Si reputa necessario apportare dei cambiamenti al sistema di garanzia delineato nei punti da 8.53 a 8.61? In caso di risposta positiva, si prega di indicare gli emendamenti, motivandone l'esigenza.*

#### *Il premio del contratto di opzione*

8.62 I principali fattori che influenzano il premio del singolo contratto di opzione sono costituiti da:

- a) i costi necessari per rendere disponibile la capacità di generazione;

il costo per gestire il rischio che la dinamica dei costi variabili sia diversa da quella del prezzo a termine fissato nel contratto di opzione.

8.63 Nelle citate categorie di costi il peso degli oneri connessi alla gestione dei rischi di credito da parte delle controparti produttrici sono estremamente limitati, in virtù della solidità di Terna SpA e della consistenza della domanda che essa rappresenta. La struttura del meccanismo proposto permette dunque ai produttori di beneficiare di un consistente risparmio di costi di transazione, che, sommato all'alleggerimento del fabbisogno finanziario per gli investimenti in capacità, creano le condizioni per:

- a) una riduzione delle criticità sul fronte del finanziamento dell'attività di investimento;
- b) una contrazione del premio necessario per preservare la convenienza a realizzare i singoli progetti di investimento.

- 8.64 Al fine di contenere l'importo del premio pagato dal Gestore per ciascun contratto, il premio potrebbe essere oggetto di una procedura competitiva sulla base della quale selezionare la controparte contrattuale.
- 8.65 Mediante l'adozione di una procedura competitiva si riuscirebbe a:
- a) minimizzare gli oneri per il Gestore e, indirettamente, per il complesso dei consumatori;
  - b) limitare drasticamente i fenomeni di doppio pagamento della capacità disponibile, in quanto, a parità di condizioni, la remunerazione tenderebbe a essere allineata al costo marginale atteso necessario a rendere disponibile la capacità al netto dei profitti attesi dal mercato;
  - c) conseguire elevati standard di trasparenza e rispettare il principio di non discriminazione, se opportunamente organizzata.

*S25: Quali ulteriori fattori rispetto a quelli indicati al punto 8.30 incidono in modo rilevante sull'importo del premio richiesto dalle controparti del Gestore?*

*Il trasferimento parziale o totale delle posizioni delle controparti del Gestore*

- 8.66 In considerazione della rilevanza che riveste la scelta della controparte del Gestore ai fini del rispetto dell'obiettivo di adeguatezza della capacità di generazione, sarebbe opportuno consentire il trasferimento, parziale o totale, della posizione di ciascun operatore a terzi soltanto a condizione che questi ultimi rispettino i requisiti cui sono soggetti gli operatori che stipulano le opzioni con il Gestore nel mercato primario.
- 8.67 Sarebbe comunque fatta salva la possibilità per ciascuna controparte del Gestore di recedere unilateralmente in modo espresso da uno o più contratti stipulati con il Gestore medesimo. In questo caso si potrebbe sia:
- a) applicare la disciplina di cui ai punti 8.60 e 8.61;
  - b) prevedere una riduzione di 100 punti base della maggiorazione del tasso di riferimento della Banca centrale europea nell'ipotesi che il recesso sia notificato prima di un eventuale inadempimento in relazione alla posizione oggetto del recesso.
- 8.68 Rispetto alle posizioni che transitano in capo al Gestore per inadempimento o per recesso unilaterale, il Gestore potrebbe:
- a) in via prioritaria, verificare la possibilità di annullarla se ciò risulta compatibile con il perseguimento dell'obiettivo di adeguatezza;
  - b) trasferirla a titolo oneroso a terzi.

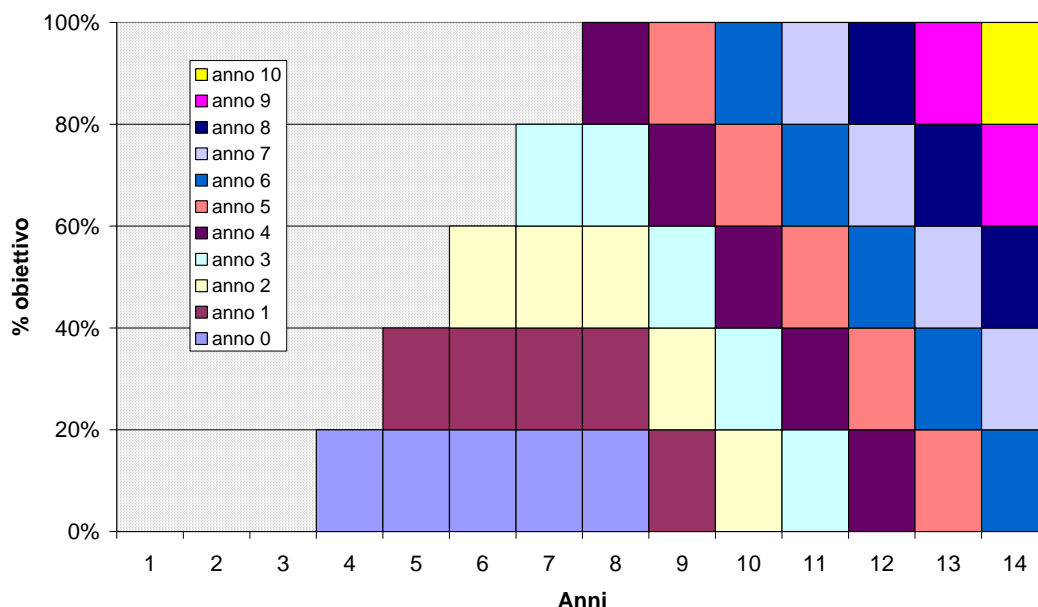
*S26: È condivisibile la proposta di ammettere la possibilità per ciascuna controparte del Gestore di trasferire, parzialmente o interamente, la propria posizione a terzi, a condizione che rispettino gli stessi requisiti cui sono soggette le controparti contrattuali del Gestore nel mercato primario delle opzioni? In caso di risposta negativa, si prega di motivare.*

*S27: Si ritiene necessario apportare dei cambiamenti alla disciplina sul recesso unilaterale proposta al punto 8.67? In caso di risposta positiva, si prega di indicare gli emendamenti, motivandone l'esigenza.*

#### *Vincoli quantitativi all'approvvigionamento di capacità da parte del Gestore*

- 8.69 Al fine di distribuire lungo l'asse temporale le opportunità di diventare controparte del Gestore nei contratti di opzione e, di conseguenza, mantenere nel tempo la contendibilità del mercato della capacità, sarebbe opportuno porre dei limiti alla quantità di capacità che può essere acquisita ogni anno dal Gestore con riferimento agli anni successivi.
- 8.70 Inoltre, in considerazione del fatto che l'incertezza sulla stima dell'obiettivo di adeguatezza tende a crescere con l'allontanarsi delle scadenze, sarebbe preferibile che la percentuale massima dell'obiettivo per l'anno  $t+n$  che potrebbe essere soddisfatta attraverso la stipula in  $t$  di contratti di opzione fosse posta in relazione inversa con il lasso temporale tra  $t$  e  $t+n$ .
- 8.71 Nella figura che segue è riportato un esempio di schema di approvvigionamento di capacità nel tempo, nell'ipotesi di utilizzo di un tipo di contratto con la seguente struttura:
- stipula con anticipo di tre anni rispetto all'inizio del periodo di consegna;
  - periodo di consegna di durata quinquennale;
  - l'insieme dei contratti sottoscritti in un certo anno dal Gestore non deve superare, per ciascun anno del periodo di consegna, un quinto del valore della capacità-obiettivo.
- 8.72 Al di là di quanto rappresentato nella figura, occorre sottolineare che l'approvvigionamento di capacità nel tempo potrebbe avvenire anche secondo schemi più articolati, che potrebbero includere contratti contraddistinti da strutture differenti. Si potrebbero quindi associare ai contratti con le caratteristiche del capoverso precedente contratti con un orizzonte temporale ultradecennale.

### Esempio di distribuzione temporale dell'approvvigionamento di capacità



S28: Si condivide l'idea di distribuire lungo l'asse temporale le opportunità di diventare controparte del Gestore nei contratti di opzione?

S29: Si ritiene che la struttura di contratto descritta al punto 8.71 e rappresentata nella precedente figura sia adatta per l'approvvigionamento della capacità da parte del Gestore? In caso di risposta negativa, si prega di indicare gli aspetti che sarebbe opportuno modificare.

S30: Quali altre strutture di contratto occorrerebbe associare a quella rappresentata nella precedente figura?

#### *Il cronoprogramma dell'implementazione del meccanismo proposto*

8.73 Nella tabella seguente è delineato il cronoprogramma che l'Autorità intenderebbe applicare per l'implementazione del meccanismo proposto. Il cronoprogramma della tabella, che si riferisce alle procedure competitive da effettuare nell'anno 2010, sarebbe applicabile con gli opportuni adattamenti anche alle procedure competitive degli anni successivi.

<i>Scadenza/decorrenza</i>	<i>Azioni del Gestore</i>
Entro il 30 settembre 2009	Pubblicazione dei valori annuali dell'obiettivo di adeguatezza in relazione a un periodo almeno decennale <sup>15</sup>
Entro il 31 ottobre 2009	Pubblicazione del programma delle procedure competitive da effettuare nel corso del 2010, insieme ai relativi disciplinari e schemi di contratto <sup>16</sup>
Nel corso del 2010	Svolgimento delle procedure competitive
Entro il 30 settembre 2010	Pubblicazione del prospetto consuntivo relativo ai contratti stipulati nel primo semestre del 2010
Entro il 31 marzo 2011	Pubblicazione del prospetto consuntivo relativo ai contratti stipulati nel secondo semestre del 2010

*S31: Si prega di fornire eventuali osservazioni sul cronoprogramma esposto al punto 8.73.*

*Il cronoprogramma del graduale superamento del meccanismo di remunerazione attualmente vigente*

8.74 Nella tabella seguente è descritto il cronoprogramma che l'Autorità intenderebbe adottare per superare il regime attualmente vigente. Come si evince leggendo congiuntamente la tabella seguente con quella del punto 8.73, si prevederebbe di far coesistere nel 2010 il meccanismo di remunerazione attualmente vigente con quello proposto nel presente documento, in ragione dell'opportunità di effettuare una transizione graduale.

<i>Scadenza/decorrenza</i>	<i>Azione</i>
Sino al 31 dicembre 2009	Piena applicazione del meccanismo attualmente vigente
Nel primo semestre del 2010	Applicazione del meccanismo attualmente vigente,

<sup>15</sup> Previa approvazione da parte delle Autorità competenti.

<sup>16</sup> Anche in questo caso, previa approvazione da parte delle Autorità competenti.

Si potrebbe consentire la modifica dei documenti, ma sarebbe opportuno imporre al Gestore la condizione che trascorrono almeno due mesi tra la pubblicazione degli emendamenti e la prima asta successiva alla pubblicazione medesima, in modo da fornire un lasso di tempo congruo per l'elaborazione delle offerte.

<i>Scadenza/decorrenza</i>	<i>Azione</i>
	nei limiti di un quarto del gettito che sarà distribuito per la remunerazione della capacità nell'anno 2008
Nel secondo semestre del 2010	Applicazione del meccanismo attualmente vigente, nei limiti di un ottavo del gettito distribuito per la remunerazione della capacità nell'anno 2008

*S32: Si condivide la proposta di effettuare il passaggio al nuovo meccanismo di remunerazione secondo le modalità esplicitate al punto 8.74.*